



ITS
Institut
Teknologi
Sepuluh Nopember

TUGAS AKHIR - TE141599

**STUDI ANALISIS PENGARUH PENAMBAHAN KAPASITOR
BANK PADA SISTEM PEMBANGKIT PT PJB UBJO&M PLTU
PAITON 9 DAN PENGARUHNYA PADA POLA OPERASI**

Maulana Ichsan Nasution
NRP 2213100076

Dosen Pembimbing
Dimas Anton Asfani, S.T., M.T., Ph. D.
Dr. Eng. I Made Yulistya Negara, S.T., M.Sc.

DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO
Fakultas Teknologi Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2017

Halaman ini sengaja dikosongkan



ITS
Institut
Teknologi
Sepuluh Nopember

FINAL PROJECT - TE 141599

**ANALYSIS STUDY OF CAPACITOR BANK INSTALLATION
ON GENERATION SYSTEM PT PJB UBJO&M PLTU PAITON
9 AND THE EFFECT TO OPERATING PATTERN**

Maulana Ichsan Nasution
NRP 2213100076

Advisor Lecturer
Dimas Anton Asfani, S.T., M.T., Ph. D.
Dr. Eng. I Made Yulistya Negara, S.T., M.Sc.

DEPARTMENT OF ELECTRICAL ENGINEERING
Faculty Of Electrical Technology
Sepuluh Nopember Institute Of Technology
Surabaya 2017

Halaman ini sengaja dikosongkan

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi sebagian maupun keseluruhan Tugas Akhir saya dengan judul “**Studi Analisis Pengaruh Penambahan Kapasitor Bank pada Sistem Pembangkit PT PJB UBJO&M PLTU Paiton 9 dan Pengaruhnya pada Pola Operasi**” adalah benar-benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diijinkan dan bukan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri.

Semua referensi yang dikutip maupun dirujuk telah ditulis secara lengkap pada daftar pustaka. Apabila ternyata pernyataan ini tidak benar, saya bersedia menerima sanksi sesuai peraturan yang berlaku.

Surabaya, Juli 2017

Maulana Ichsan Nasution
NRP. 2213100076

Halaman ini sengaja dikosongkan

**STUDI ANALISIS PENGARUH PENAMBAHAN KAPASITOR
BANK PADA SISTEM PEMBANGKIT PT PJB UBJO&M PLTU
PAITON 9 DAN PENGARUHNYA PADA POLA OPERASI**

TUGAS AKHIR

**Diajukan untuk Memenuhi Sebagian Persyaratan
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik**

**Pada
Bidang Teknik Sistem Tenaga
Departemen Teknik Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember**

Menyetujui:

Dosen Pembimbing I

Dosen Pembimbing II

Dimas Anton Asfani, S.T., M.T., Ph. D.
NIP. 1981 09 05 2005 01 1002

Dr. Eng. I Made Yulistya Negara, S.T., M.Sc.
NIP. 1970 07 12 1998 02 1001



Halaman ini sengaja dikosongkan

STUDI ANALISIS PENGARUH PENAMBAHAN KAPASITOR BANK PADA SISTEM PEMBANGKIT PT PJB UBJO&M PLTU PAITON 9 DAN PENGARUHNYA PADA POLA OPERASI

Nama : Maulana Ichsan Nasution
NRP : 2213100076
Dosen Pembimbing 1 : Dimas Anton Asfani, S.T., M.T., Ph. D.
Dosen Pembimbing 2 : Dr. Eng. I Made Yulistya Negara, S.T., M.Sc.

ABSTRAK

Beban listrik yang semakin banyak dan beragam pada sektor-sektor ekonomi dikarenakan pertambahan jumlah penduduk serta berkembangnya teknologi selaras dengan kebutuhan akan energi listrik yang kian bertambah pula. Sehingga, sistem tenaga listrik, khususnya unit pembangkit, dituntut untuk dapat memperbaiki kualitas dan pelayanan terhadap konsumen. Kualitas daya listrik merupakan parameter yang penting dalam penyaluran tenaga listrik, contohnya faktor daya listrik. Jika sistem memiliki faktor daya listrik yang kurang baik, maka sistem dikatakan beroperasi secara kurang optimal. Sehubungan hal tersebut, banyak metode yang dilakukan untuk memperbaiki faktor daya salah satunya dengan memasang kapasitor bank. Tetapi, dengan penambahan tersebut perlu diketahui dampak dari efek pemasangan kapasitor bank terhadap sistem secara umum. Oleh karena itu, pada tugas akhir ini diusulkan studi analisis terhadap pemasangan kapasitor bank pada sistem pembangkit PT PJB UBJO&M PLTU Paiton 9 sehingga diharapkan akan didapatkan dampak dari pemasangan kapasitor bank serta pengaruhnya pada pola operasi sistem.

Berdasarkan penelitian dari tugas akhir ini diperoleh bahwa, dengan pemasangan kapasitor bank yang sesuai mampu menaikkan faktor daya sistem unit pembangkit diatas 0.9 serta menimbulkan dampak yang positif pada profil tegangan sistem, perbaikan harmonisa dengan filter, serta fleksibilitas utilitas dari sistem secara keseluruhan meskipun tidak signifikan.

Kata Kunci: Daya Listrik, Faktor Daya Lisrik, Perbaikan Faktor Daya, Kapasitor Bank, Filter Harmonik, Pola Operasi.

Halaman ini sengaja dikosongkan

ANALYSIS STUDY OF CAPACITOR BANK INSTALLATION ON GENERATION SYSTEM PT PJB UBJO&M PLTU PAITON 9 AND THE EFFECT TO OPERATING PATTERN

Name : Maulana Ichsan Nasution
NRP : 2213100076
Advisor Lecturer 1 : Dimas Anton Asfani, S.T., M.T., Ph. D.
Advisor Lecturer 2 : Dr. Eng. I Made Yulistya Negara, S.T., M.Sc.

ABSTRACT

The more and more diverse power loads in the electrical economic sectors due to the growing population and the development of technology in line with the needs for electrical energy. Thus, the power system, particularly the generation unit, is required to improve the quality and service to the consumers. The quality of electric power is an important parameter in the distribution of electric power, for example the power factor. If the system has a poor power factor, then the system said to operate in less than optimal. In this regard, many methods performed to improve power factor, one of them by installing capacitor bank. However, with these additions we need to know the impact and the effect of the capacitor bank installation on the system in general. Therefore, in this final project proposed an analysis study on the capacitor bank installation on PT PJB UBJO&M PLTU Paiton 9 generation system in order to get the impact of the installation of capacitor bank and its effect on system operating pattern.

Based on the research of this final project, found that, with the installation of appropriate capacitor bank able to increase power factor of power plant system above 0.9 and give positive impact on system voltage profile, harmonic improvement with filter, and flexibility of system utility as a whole although it is not that significant.

Keywords: Electrical Power, Power Factor, Power Factor Correction, Capacitor Bank, Harmonics Filter, Operating Pattern.

Halaman ini sengaja dikosongkan

KATA PENGANTAR

Alhamdulillahirabbilalamin, segala puji dan syukur penulis panjatkan kehadirat ALLAH SWT yang telah melimpahkan rahmat, taufik dan hidayah-Nya, sehingga penelitian dan penulisan tugas akhir dengan judul “**Studi Analisis Pengaruh Penambahan Kapasitor Bank pada Sistem Pembangkit PT PJB UBJO&M PLTU Paiton 9 dan Pengaruhnya Pada Pola Operasi**” ini dapat terselesaikan dengan baik.

Penulis menyadari bahwa selama proses penyusunan tugas akhir ini penulis mengalami berbagai kendala, namun berkat nasihat, bantuan, dan bimbingan dari berbagai pihak serta berkah dari Allah SWT sehingga semua kendala yang ada dapat teratasi. Dalam kesempatan ini penulis ingin menyampaikan ucapan terima kasih kepada:

1. Kedua orang tua tercinta, Ayahanda Ilham Santoso Nasution dan Ibunda Rukiyah beserta kakak-kakak dan seluruh anggota keluarga yang telah banyak memberikan perhatian, dukungan, semangat, dan doa kepada penulis.
2. Bapak Dimas Anton Asfani, S.T., M.T., Ph. D. dan Bapak Dr. Eng. I Made Yulistya Negara, S.T., M.Sc. selaku dosen pembimbing 1 dan 2 beserta para dosen Departemen Teknik Elektro ITS yang telah memberi banyak ilmu dan arahan kepada penulis, semoga bapak-bapak/ibu-ibu senantiasa sehat dan diberi keberkahan ilmu.
3. Seluruh teman-teman Angkatan E-53 Elektro 2013 terutama rekan-rekan asisten Lab. TT dan anak-anak Eclus yang telah banyak memberikan masukan, bantuan, dan motivasi selama ini kepada penulis, sukses selalu untuk kita semua, VIKTORI.

Dalam penyusunan tugas akhir, penulis berharap semoga tugas akhir ini dapat bermanfaat dikemudian hari dan jikalau masih banyak kekurangan, penulis mengharapkan banyak saran serta kritik yang membangun demi kesempurnaan tugas akhir ini.

Surabaya, Juni 2017

Maulana Ichsan Nasution

Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR ISI

Halaman

HALAMAN JUDUL	
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	
HALAMAN PENGESAHAN	
ABSTRAK	i
ABSTRACT	iii
KATA PENGANTAR	v
DAFTAR ISI	vii
DAFTAR GAMBAR	xi
DAFTAR TABEL	xiii
 BAB 1 PENDAHULUAN	 1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Permasalahan	2
1.3 Tujuan	2
1.4 Batasan Masalah	2
1.5 Metodologi	2
1.6 Sistematika Penulisan	3
1.7 Relevansi	3
 BAB 2 DASAR TEORI	 5
2.1 Perbaikan Faktor Daya	5
2.2 Dampak Perbaikan Faktor Daya	10
2.2.1 Utilitas dan Kapasitas Sistem	10
2.2.2 Rugi-rugi	11
2.2.3 Drop Tegangan	11
 BAB 3 ANALISIS SISTEM EKSISTING	 13
3.1 <i>Single Line Diagram</i> Sistem	13
3.2 Pengambilan Data	14
3.3 Pemodelan Sistem	15
3.4 Analisis Sistem Eksisting	17
3.4.1 Analisis Pola Operasi	17
3.4.2 Analisis Harmonisa	27
3.4.3 Analisis Hubung Singkat	39

3.4.4 Analisis <i>Motor Starting</i>	50
BAB 4 ANALISIS PEMASANGAN KAPASITOR BANK	57
4.1 Perhitungan Kapasitor Bank dan Filter serta Spesifikasinya	57
4.1.1 Lokasi Pemasangan Kapasitor Bank	57
4.1.2 Perhitungan <i>Sizing</i> Kapasitor Bank dan Filter	58
4.2 Analisis Sistem Setelah Pemasangan Kapasitor Bank.....	60
4.2.1 Analisis Pola Operasi Setelah Pemasangan Kapasitor Bank.....	60
4.2.2 Analisis Bus Tegangan Rendah Sensitif <i>Electrostatic Precipitator</i> (ESP).....	70
4.2.3 Analisis Harmonisa Setelah Pemasangan Kapasitor Bank	72
4.2.4 Analisis <i>Motor Starting</i> Setelah Pemasangan Kapasitor Bank	77
BAB 5 PENUTUP	79
5.1 Kesimpulan	79
5.2 Saran	79
DAFTAR PUSTAKA	81
LAMPIRAN	83
BIODATA PENULIS	85

TABLE OF CONTENT

	<i>Page</i>
TITLE SHEET	
ORIGINALITY STATEMENT SHEET	
APPROVAL SHEET	
ABSTRAK	i
ABSTRACT	iii
FOREWORD	v
TABLE OF CONTENT	vii
LIST OF FIGURES	xi
LIST OF TABLES	xiii
 CHAPTER 1 PREFACE	 1
1.1 Background	1
1.2 Problems	2
1.3 Purpose	2
1.4 Scope of Problem	2
1.5 Methodology	2
1.6 Writing Systematics	3
1.7 Relevance	3
 CHAPTER 2 BASIC THEORY	 5
2.1 Power Factor Correction	5
2.2 Impact of Power Factor Correction	10
2.2.1 System Utility and Capacity	10
2.2.2 Losses	11
2.2.3 Voltage Drop	11
 CHAPTER 3 EXISTING SYSTEM ANALYSIS	 13
3.1 System Single Line Diagram	13
3.2 Data Retrival	14
3.3 System Modeling	15
3.4 Existing System Analysis	17
3.4.1 Operating Pattern Analysis	17
3.4.2 Harmonics Analysis	27
3.4.3 Short Circuit Analysis	41

3.4.4 Motor Starting Analysis	53
CHAPTER 4 CAPACITOR BANK INSTALLATION ANALYSIS.	61
4.1 Calculation of Capacitor Bank and Filter with their Specification.....	61
4.1.1 Location of Capacitor Bank Installation	61
4.1.2 Capacitor Bank and Filter Sizing Calculation	62
4.2 System Analysis after Capacitor Bank Installation.....	64
4.2.1 Operating Pattern Analysis after Capacitor Bank Installation	64
4.2.2 Sensitive Low Voltage Bus Electrostatic Precipitator (ESP) Analysis	74
4.2.3 Harmonics Analysis after Capacitor Bank Installation....	76
4.2.4 Motor Starting Analysis after Capacitor Bank Installation	81
CHAPTER 5 CLOSING	83
5.1 Conclusion	83
5.2 Suggestion	83
BIBLIOGRAPHY	85
APPENDIX	87
AUTHOR BIOGRAPHY	89

DAFTAR GAMBAR

	Halaman
Gambar 2.1 Segitiga Daya	5
Gambar 2.2 Kapasitor Bank dan Perbaikan Faktor Daya.....	6
Gambar 2.3 Harmonisa	7
Gambar 2.4 Karakteristik Filter Pasif L-C pada saat Resonansi ...	9
Gambar 2.5 Diagram Fasor tanpa Koreksi Faktor Daya	12
Gambar 2.6 Diagram Fasor dengan Koreksi Faktor Daya	12
Gambar 3.1 <i>Overall Single Line Diagram</i> Sistem	13
Gambar 3.2 FLUKE Power Quality and Energy Analyzer 435-II.	14
Gambar 3.3 Bentuk Data Pengukuran pada PC dari Alat Ukur.....	14
Gambar 3.4 Proses Pengambilan Data.....	15
Gambar 3.5 Overall Single Line Diagram Sistem Sederhana dalam ETAP	16
Gambar 3.6 Evaluasi Analisis Aliran Daya Sistem Eksisting	25
Gambar 3.7 Konsumsi Daya Reaktif Sistem Eksisting.....	26
Gambar 3.8 Grafik Daya Reaktif (Q) Generator terhadap Tegangan Bus Generator.....	26
Gambar 3.9 Grafik Daya Reaktif (Q) Generator terhadap Daya Reaktif (Q) Jaringan 500 kV	34
Gambar 3.10 Pemodelan Analisis Harmonisa.....	28
Gambar 3.11 Analisis Hubung Singkat <i>Interrupting Duty</i> pada Program ETAP	49
Gambar 3.12 Kurva Data Pengukuran Arus dan Kecepatan Motor Terhadap Waktu	51
Gambar 3.13 Pemodelan dan Estimasi Parameter Motor.....	52
Gambar 3.14 Kurva Simulasi Analisis <i>Motor Starting</i>	56
Gambar 4.1 Rencana Lokasi Pemasangan Kapasitor Bank Beserta Filter	57
Gambar 4.2 Perbandingan Tegangan Bus Generator terhadap Daya Reaktif (Q) Generator Sistem Eksisting dan dengan Kapasitor Bank	68
Gambar 4.3 Perbandingan Daya Reaktif Jaringan 500 kV terhadap Daya Reaktif (Q) Generator Sistem Eksisting dan dengan Kapasitor Bank	68

Gambar 4.4	Perbandingan Profil Tegangan Beban Sistem Eksisting dan dengan Kapasitor Bank.....	69
Gambar 4.5	Perbandingan Aliran Unit dan Rugi-Rugi Daya Sistem Eksisting dan dengan Kapasitor Bank.....	70
Gambar 4.6	Gambar 4.6 Grafik Perbandingan Tegangan Bus (a) sebelum pengaturan tap, (b) setelah pengaturan tap trafo	71
Gambar 4.7	Spektrum Harmonisa Tegangan pada Bus 6.3 kV Sebelum Pemasangan Kapasitor Bank	72
Gambar 4.8	Spektrum Harmonisa Tegangan pada Bus 6.3 kV Setelah Pemasangan Kapasitor Bank	73
Gambar 4.9	Spektrum Harmonisa Arus pada Incoming Feeder Bus 6.3 kV Sebelum Pemasangan Kapasitor Bank	73
Gambar 4.10	Spektrum Harmonisa Arus pada Incoming Feeder Bus 6.3 kV Setelah Pemasangan Kapasitor Bank	73
Gambar 4.11	<i>Frequency Scan</i> Harmonisa Sistem Setelah Pemasangan Kapasitor Bank	74
Gambar 4.12	Spektrum Harmonisa Tegangan pada Bus 6.3 kV dengan Kapasitor Bank beserta Filter L-C	75
Gambar 4.13	Spektrum Harmonisa Arus pada Incoming Feeder Bus 6.3 kV dengan Kapasitor Bank beserta Filter L-C.....	75
Gambar 4.14	<i>Frequency Scan</i> Harmonisa Sistem Setelah Pemasangan Kapasitor Bank dengan Filter L-C	76

DAFTAR TABEL

	Halaman
Tabel 2.1 Batasan Distorsi Tegangan akibat Harmonisa	8
Tabel 2.2 Batasan Distorsi Arus akibat Harmonisa	8
Tabel 3.1 Batasan Evaluasi Tegangan Analisis Pola Operasi	17
Tabel 3.2 Tabulasi Kasus Analisis Pola Operasi	18
Tabel 3.3 Simulasi Analisis Aliran Daya Sistem Eksisting	19
Tabel 3.4 Tabulasi Kasus Analisis Harmonisa	29
Tabel 3.5 Simulasi Analisis Harmonisa Sistem Eksisting terhadap Nilai Harmonisa Arus pada Kondisi Normal	30
Tabel 3.6 Simulasi Analisis Harmonisa Sistem Eksisting terhadap Nilai Harmonisa Tegangan pada Kondisi Normal	32
Tabel 3.7 Simulasi Analisis Harmonisa Sistem Eksisting terhadap Nilai Harmonisa Arus pada Kondisi Ekstrem Minimum .	33
Tabel 3.8 Simulasi Analisis Harmonisa Sistem Eksisting terhadap Nilai Harmonisa Tegangan pada Kondisi Ekstrem Minimum	35
Tabel 3.9 Simulasi Analisis Harmonisa Sistem Eksisting terhadap Nilai Harmonisa Arus pada Kondisi Ekstrem Maksimum	36
Tabel 3.10 Simulasi Analisis Harmonisa Sistem Eksisting terhadap Nilai Harmonisa Tegangan pada Kondisi Ekstrem Maksimum	38
Tabel 3.11 Simulasi Analisis Hubung Singkat <i>Momentary Duty</i> Sistem Eksisting	41
Tabel 3.12 Simulasi Analisis Hubung Singkat <i>Interrupting Duty</i> Sistem Eksisting	45
Tabel 3.13 Data Motor	53
Tabel 3.14 Tabulasi Kasus Analisis <i>Motor Starting</i>	54
Tabel 3.15 Simulasi Analisis <i>Motor Starting</i> Sistem Eksisting	55
Tabel 4.1 Spesifikasi Kapasitor Bank	60
Tabel 4.2 Simulasi Analisis Aliran Daya Sistem Setelah Pemasangan Kapasitor Bank	61
Tabel 4.3 Rekapitulasi Simulasi Analisis Aliran Daya Sebelum dan Setelah Pemasangan Kapasitor Bank	67
Tabel 4.4 Rekapitulasi Simulasi Analisis Aliran Daya pada Bus Tegangan Rendah Sensitif	71

Tabel 4.5	Rekapitulasi Simulasi Analisis Harmonisa Sebelum dan Setelah Pemasangan Kapasitor Bank.....	72
Tabel 4.6	Rekapitulasi Simulasi Analisis Harmonisa Sebelum dan Setelah Pemasangan Kapasitor Bank dengan Penambahan Filter L-C.....	75
Tabel 4.7	Simulasi Analisis Motor Starting Sistem Setelah Pemasangan Kapasitor Bank.....	77

BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Kebutuhan energi listrik semakin berkembang pesat dengan berkembangnya sektor penggunaan listrik baik secara individu, komersil, serta industri. Oleh karena itu, sistem pembangkit dengan daya listrik yang diperlukan juga dituntut untuk mempunyai kualitas dan kuantitas yang memadai untuk mengakomodir beban-beban penggunaan listrik tersebut [1].

Dengan meningkatnya beban daya listrik tentunya diperlukan peningkatan sistem pembangkit yang dapat menyuplai baik daya aktif maupun reaktif. Selain menyuplai kepada sistem jaringan keseluruhan, sebagian daya dipakai untuk operasional pembangkit itu sendiri. Pada sistem operasi pembangkit di PT PJB UBJO&M PLTU Paiton Unit 9, terjadi permasalahan dimana penyuplaian daya reaktif menuju sistem jaringan jala-jala dimaksudkan pada posisi tidak mengeksplor daya reaktif. Kemudian, ketika sistem jaringan mengalami ketidakstabilan tegangan dimana nilai tegangan turun, dapat menyebabkan nilai tegangan pada basis unit pembangkit juga turun dan menyebabkan gangguan pada operasional sistem serta membutuhkan daya yang relatif cukup besar dari unit generatornya, sehingga operasi pembangkit secara keseluruhan menjadi kurang optimal. Di sisi lain, dikarenakan pola daya reaktif tersebut juga menimbulkan masalah seperti penurunan faktor daya, jatuh tegangan, dan menurunkan kapasitas penyaluran daya [2]. Sehingga diperlukan solusi untuk menyelesaikan permasalahan ini salah satunya dengan memasang kapasitor bank pada sistem operasional pembangkit pada PT PJB UBJO&M PLTU Paiton Unit 9.

Dalam tugas akhir ini, diusulkan perumusan dari penambahan kapasitor bank tersebut terhadap pengaruh sistem dari kualitas daya seperti faktor daya, harmonisa, serta pengaruhnya pada pola operasi. Penyelesaiannya adalah dengan menggunakan studi pada perangkat lunak ETAP serta analisis perhitungan dalam menunjang tugas akhir.

1.2 Permasalahan

Rumusan masalah yang akan dibahas pada tugas akhir ini yaitu:

1. Bagaimana pengaruh pemasangan dan penambahan kapasitor bank pada sistem pembangkit PT PJB UBJO&M PLTU Paiton Unit 9?
2. Bagaimana penambahan tersebut berpengaruh pada pola operasi secara keseluruhan?

1.3 Tujuan

Tujuan dari penelitian tugas akhir ini adalah untuk mengetahui pengaruh dari penambahan kapasitor bank pada sistem operasi pembangkit serta pengaruh dari sisi pola operasi pembangkit.

1.4 Batasan Masalah

Batasan masalah yang diperlukan pada tugas akhir ini adalah mengetahui potensi serta dampak dari pemasangan kapasitor bank pada sistem pembangkit PT PJB UBJO&M PLTU Paiton Unit 9.

1.5 Metodologi

Metodologi yang digunakan pada penelitian tugas akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Studi Literatur
Dalam studi literatur, dilakukan pengumpulan referensi untuk mencari definisi, pengertian, dan semua yang berhubungan dengan penelitian tugas akhir.
2. Pengumpulan dan Pengolahan Data
Dalam tahap ini, akan dilakukan pengumpulan serta pengolahan data yang didapatkan untuk dapat dilakukan simulasi serta analisis pada penelitian tugas akhir.
3. Pemodelan Sistem dan Analisis Data
Setelah data didapatkan, akan dilakukan pemodelan sistem yang dituju serta analisis untuk mengetahui karakteristik, pengaruh, serta hasil akhir dari penelitian tugas akhir.
4. Kesimpulan
Kesimpulan didapatkan dari analisis yang sudah dibuat akan dapat menyelesaikan permasalahan yang dihadapi pada tugas akhir.

1.6 Sistematika Penulisan

Sistematika penulisan pada tugas akhir ini ditetapkan sebagai berikut:

1. BAB 1
Pendahuluan berisi tentang latar belakang, permasalahan, tujuan tugas akhir, batasan masalah, metodologi, sistematika penulisan dan relevansi atau manfaat dari tugas akhir.
2. BAB 2
Perbaikan Faktor Daya berisi tentang teori mengenai sistem tenaga listrik, daya listrik, faktor daya, perbaikan faktor daya, serta dampak dari perbaikan faktor daya.
3. BAB 3
Analisis Sistem Eksisting berisi tentang diagram sistem, pengambilan data, dan analisis sistem menggunakan perangkat lunak ETAP.
4. BAB 4
Analisis Pemasangan Kapasitor Bank berisi tentang perhitungan dan spesifikasi kapasitor bank dan filter serta simulasi yang dilakukan dan analisis hasil simulasi.
5. BAB 5
Kesimpulan berisi tentang kesimpulan tugas akhir, pembahasan dan saran-saran.

1.7 Relevansi

Manfaat yang diharapkan dalam tugas akhir ini :

1. Mengetahui pengaruh dari pemasangan kapasitor bank pada sistem pembangkit.
2. Dapat menjadi referensi bagi mahasiswa lain yang akan mengambil Tugas Akhir yang mengambil masalah yang serupa.

Halaman ini sengaja dikosongkan

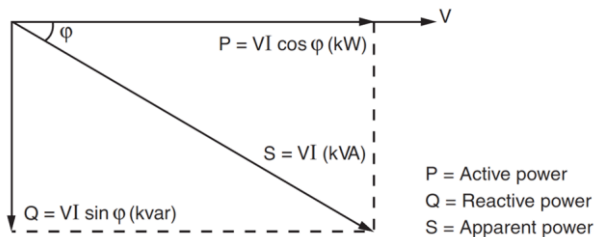
BAB 2

DASAR TEORI

2.1 Perbaikan Faktor Daya [3-5]

Peralatan listrik pada sistem tenaga listrik AC mengubah energi listrik dari sumber pembangkit menjadi energi mekanik, kerja ataupun panas. Energi ini didefinisikan atau biasa disebut sebagai daya aktif (*active power*) dan dinotasikan dengan P . Konversi tersebut dapat terjadi dengan menempatkan medan listrik sebagai gaya pada peralatan. Sehingga, dibutuhkan suplai lain selain daya aktif dari sistem yaitu daya reaktif (*reactive power*) yang dinotasikan sebagai Q . [6]

Pada sistem tenaga listrik, beban-beban peralatan bersifat induktif sehingga arus listrik akan menghasilkan dua macam daya atau energi dalam dua bentuk seperti yang sudah dijelaskan sebelumnya. Sehingga, peralatan dapat bekerja dengan memanfaatkan daya aktif sebagai gerak dan daya reaktif sebagai medan gaya gerak tersebut. Kedua daya tersebut berkombinasi koefisien resultan dalam bentuk daya semu (*apparent power*) yang dinotasikan dengan S . Hubungan ketiga daya tersebut dapat dilihat pada segitiga daya. [6]



Gambar 2.1 Segitiga Daya

Dari segitiga daya, akan didapatkan persamaan bahwa $S^2 = P^2 + Q^2$.

Faktor daya merupakan rasio pembagian antara daya aktif dengan daya semu yang terdapat pada sistem. Rasio ini mengukur seberapa efektif daya listrik yang digunakan dalam operasi suatu sistem. Rasio tersebut dirumuskan dalam persamaan berikut.

$$PF = \frac{P}{S} = \cos \varphi$$

dimana:

$$PF = \text{faktor daya} = \cos \phi$$

$$P = \text{daya aktif sistem} = V I \cos \phi$$

$$S = \text{daya semu sistem} = V I$$

Dengan faktor daya yang rendah, artinya sudut antara daya aktif dan daya semu menjadi lebih besar, sistem memerlukan daya reaktif yang lebih besar sehingga total daya yang dibutuhkan juga semakin besar. Hal tersebut berefek kepada utilitas sistem yang tidak dimanfaatkan secara maksimal dan mengurangi efisiensi pada sistem. Oleh karena itu, diperlukan perbaikan atau koreksi pada faktor daya listrik.

Perbaikan faktor daya dapat dilakukan dengan berbagai cara, contohnya seperti memasang kapasitor bank sebagai kompensator [7-8] atau mengganti komponen atau peralatan listrik dengan efisiensi atau faktor daya yang lebih baik. Secara praktis, penggunaan kapasitor bank lebih banyak diaplikasikan pada industri dikarenakan banyak faktor serta dampak yang dibahas pada sub bab selanjutnya.

Prinsip dari kapasitor bank yaitu akan memberikan daya reaktif dari kapasitor sebagai kompensasi dari daya reaktif induktif sistem. Kapasitas dari kapasitor bank yang diperlukan untuk mengoreksi faktor daya dapat dihitung dan ditunjukkan oleh persamaan berikut. [7]

Daya reaktif mula-mula sistem dengan sudut faktor daya awal

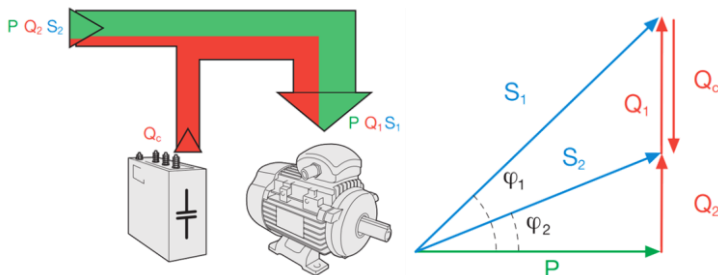
$$Q_1 = P \times \tan \phi_1$$

Daya reaktif sistem akhir dengan sudut faktor daya tujuan

$$Q_2 = P \times \tan \phi_2$$

Sehingga, kapasitor bank yang diperlukan yaitu

$$Q_c = Q_1 - Q_2 = P \times (\tan \phi_1 - \tan \phi_2) = P \cdot K$$



Gambar 2.2 Kapasitor Bank dan Perbaikan Faktor Daya

dimana:

Q_C = kapasitas kapasitor bank

Q_1 = daya reaktif dengan faktor daya mula-mula

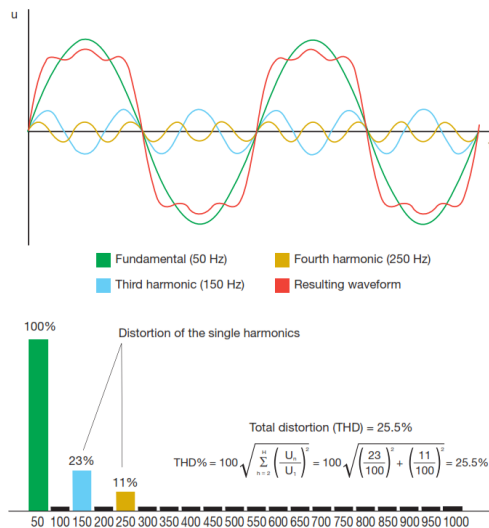
Q_2 = daya reaktif dengan faktor daya tujuan

P = daya aktif sistem

φ_1 = sudut faktor daya sebelum

φ_2 = sudut faktor daya akhir

Pada sistem tenaga listrik, semua peralatan mempunyai kapasitas serta penggunaan arus dan tegangan yang masing-masingnya berbeda. Terkadang, terdapat harmonisa yaitu perubahan gelombang sinusoidal akibat interaksi dengan gelombang komponen lain yang lebih tinggi kelipatan integer frekuensinya terhadap fundamental. Harmonisa bisa berarti distorsi yang terjadi secara periodik pada sumber baik arus maupun tegangan. [9]



Gambar 2.3 Harmonisa

Penyebab dari harmonisa bisa diakibatkan oleh berbagai hal, contohnya dari sumber tegangan generator, saturasi mesin baik transformator, motor, serta yang paling dominan dalam kontribusi harmonisa adalah komponen elektronika daya seperti *Variable Speed Drive / Variable Frequency*

Drive (VSD/VFD). Sehingga, inti dari sumber harmonisa yaitu pada beban nonlinier. [10]

Distorsi pada harmonisa mempunyai level tersendiri yang menjadi batasan dalam sistem dengan bentuk *Total Harmonic Distortion* (THD). Persamaan THD dapat dilihat sebagai berikut.

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} F_i}}{F_1}$$

dimana:

THD = total distorsi harmonisa

n = orde harmonisa

F_i = komponen parameter harmonisa orde ke-i

F_1 = komponen parameter harmonisa fundamental

Sesuai dengan standar IEEE STD 519, nilai harmonik yang terdapat pada sistem harus dibatasi untuk mencegah dampak seperti resonansi, rugi-rugi, parameter abnormal, maupun kerusakan pada peralatan [11]. Batasan standar tersebut dapat dilihat pada tabel sebagai berikut.

Tabel 2.1 Batasan Distorsi Tegangan akibat Harmonisa

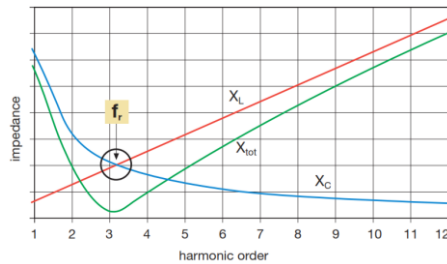
Bus Voltage at PCC	Individual Voltage Distortion (%)	Total Voltage Distortion THD (%)
69 kV and below	3	5
69.001 kV through 161 kV	1.5	2.5
161.001 kV and above	1	1.5

Tabel 2.2 Batasan Distorsi Arus akibat Harmonisa

I_c/I_L Ratio	Individual Harmonic Order (odd harmonics)					THD (%)
	<11	11<h<17	17<h<23	23<h<35	35<h	
<20	4	2	1.5	0.6	0.3	5
21-50	7	3.5	2.5	1	0.5	8
51-100	10	4.5	4	1.5	0.7	12
101-1000	12	5.5	5	2	1	15
>1000	15	7	6	2.5	1.4	20

Perbaikan faktor daya dengan pemasangan kapasitor bank dapat menimbulkan efek negatif yaitu harmonisa seperti yang sudah dijelaskan sebelumnya [10]. Dengan demikian, solusi yang dapat digunakan untuk menghilangkan dampak negatif tersebut adalah melakukan *re-sizing* kapasitor bank atau menambahkan sebuah induktansi seri pada kapasitor

tersebut. Kedua pilihan ini sama-sama bertujuan untuk menggeser besarnya frekuensi resonansi harmonisa sehingga mampu mengurangi kenaikan orde harmonisa di dekat frekuensi resonansi. Cara kedua lebih banyak digunakan dikarenakan selain untuk mengkompensasi pengaruh harmonisa akibat pemasangan kapasitor, induktansi bersama-sama dengan kapasitor dapat membentuk sebuah Filter Pasif L-C. Dengan kata lain, filter pasif ini secara otomatis berguna untuk mengurangi besarnya harmonisa serta meredam resonansi yang ada di dalam sistem. [10,12]



Gambar 2.4 Karakteristik Filter Pasif L-C pada saat Resonansi

Gambar tersebut menunjukkan sebuah karakteristik dari filter pasif L-C. Dari gambar tersebut diketahui bahwa filter bekerja ketika nilai $X_L = X_C$ yaitu pada sebuah frekuensi tertentu (resonansi). Pada kondisi tersebut, arus dengan frekuensi resonansi akan dialirkan melalui filter sehingga orde harmonisa yang berkorespondensi dengan frekuensi resonansi dapat turun atau menghilang. Saat filter ini bekerja di bawah frekuensi resonansi, filter akan bersifat sebagai kapasitor atau kompensator daya reaktif ke sistem [9-11]. Perhitungan filter pasif dimulai dari penentuan orde resonansi sehingga dapat dijabarkan sebagai berikut.

$$MVA_{SC} = \frac{\text{Rating Trafo}}{\text{Impedansi Trafo}}$$

$$h_{resonansi} = \sqrt{\frac{MVA_{SC}}{Q_c}}$$

Kemudian, akan didapatkan nilai induktor seri yang dipasangkan pada kapasitor bank untuk mereduksi harmonisa sebagai berikut.

$$X_C = \frac{V^2}{Q_c}$$

$$X_L = \frac{X_C}{h_r^2}$$

$$L = \frac{X_L}{2 \times \pi \times f_r}$$

dimana:

MVA_{SC} = kapasitas *short-circuit* sistem

Q_c = kapasitas kapasitor bank

X_c = impedansi kapasitor bank

X_L = impedansi induktor seri

L = nilai induktor seri

f_r = frekuensi resonansi

2.2 Dampak Perbaikan Faktor Daya [3-5]

Kapasitor daya atau kapasitor bank seperti yang sudah dijelaskan pada sub bab sebelumnya, memiliki dampak positif dalam utilitas dan efisiensi sistem. Secara umum, pengaruh pemasangan kapasitor bank pada sistem adalah sebagai berikut.

2.2.1 Utilitas dan Kapasitas Sistem

Generator dan transformator didesain kapasitasnya sesuai dengan daya semu yaitu S . Pada daya aktif P yang sama, dengan koreksi faktor daya, didapatkan daya reaktif Q yang semakin kecil, yang akhirnya menurunkan daya semu yang dibutuhkan sistem. Sehingga, sistem memiliki utilitas yang lebih baik dari peralatan mesin listrik yang digunakan.

Utilitas juga berkaitan dengan kapasitas arus listrik yang mengalir terdapat pada sistem. Seperti sebelumnya, dengan daya aktif yang sama saat faktor daya lebih besar, arus listrik I berkurang. Pengurangan ini berdampak pada fleksibilitas beban yang terhubung dan konduktor atau kabel yang digunakan.

2.2.2 Rugi-rugi

Rugi-rugi daya listrik pada sistem berkaitan dengan resistansi atau tahanan serta kuadrat dari arus yang mengalir. Dengan faktor daya yang lebih baik, arus listrik berkurang, sehingga rugi-rugi daya sistem juga akan berkurang. Pada sistem tiga fasa, rugi-rugi jaringan diekspresikan sebagai berikut.

$$p = 3 \cdot I^2 \cdot R$$

dimana,

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \times V} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \times V}$$

Sehingga,

$$p = \frac{(P^2 + Q^2)}{V^2} \times R$$

Reduksi atau pengurangan rugi-rugi dengan perbaikan faktor daya diberikan pada persamaan berikut.

$$\Delta p = p \times \left[1 - \left(\frac{\cos \varphi_1}{\cos \varphi_2} \right)^2 \right]$$

dimana:

Δp = pengurangan rugi-rugi

p = rugi-rugi daya sebelum koreksi faktor daya

$\cos \varphi_1$ = faktor daya sebelum koreksi faktor daya

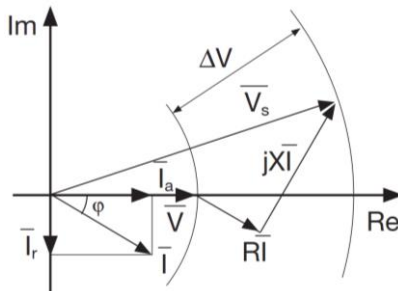
$\cos \varphi_2$ = faktor daya sesudah koreksi faktor daya

2.2.3 Drop Tegangan

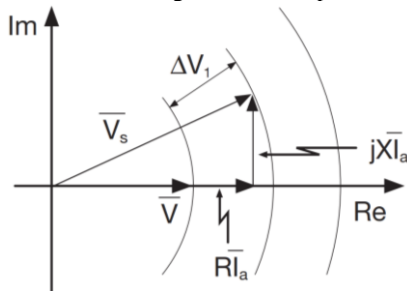
Drop tegangan atau tegangan jatuh pada sistem diberikan dengan persamaan berikut.

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot I \cdot (R \cos \varphi + X \sin \varphi) = \frac{P}{V} \times (R + X \tan \varphi)$$

Pada daya aktif yang sama, drop tegangan yang dihasilkan akan mengecil pada faktor daya yang besar. Terlihat bahwa dengan berkurangnya sudut perpindahan fase φ dari perbaikan faktor daya antara tegangan dan arus, variasi level tegangan dan drop tegangan juga akan berkurang.



Gambar 2.5 Diagram Fasor tanpa Koreksi Faktor Daya



Gambar 2.6 Diagram Fasor dengan Koreksi Faktor Daya

dimana:

ΔV = drop tegangan

I = rugi-rugi daya sebelum koreksi faktor daya

V = tegangan keluaran

V_s = tegangan sumber

R = resistansi jaringan

X = reaktansi jaringan

P = daya aktif jaringan

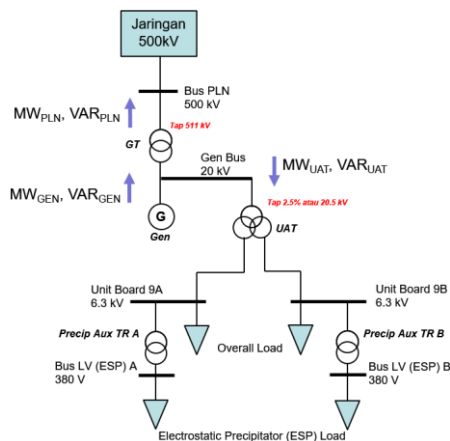
ϕ = sudut faktor daya sistem

BAB 3

ANALISIS SISTEM EKSISTING

3.1 Single Line Diagram Sistem

Pada pembangkit PT PJB UBJO&M PLTU Paiton Unit 9 diterapkan sistem distribusi kelistrikan unit pembangkit (*auxiliary*) dengan penggunaan daya didapat dari generator (penggunaan sendiri). Sehingga, keseluruhan sistem (*overall*) adalah sebagai berikut.



Gambar 3.1 Overall Single Line Diagram Sistem

Generator (Gen) berkapasitas 660MW sebagai sumber dialirkan menuju transformator tiga belitan (UAT) dengan rating 63/35/35 MVA, 20/6.3/6.3 kV yang juga tersambung pada jaringan (*grid*) PLN 500kV melalui transformator GT 800 MVA, 20/525 kV. Transformator UAT digunakan untuk menyuplai peralatan pendukung operasional pembangkit pada dua jenis peralatan, yaitu motor tegangan menengah 6.3 kV dan peralatan penunjang lain disisi tegangan rendah bersama transformator 6.3/0.4 kV, seperti *Electrostatic Precipitator* (ESP) pada bus LV 0.4 kV.

Motor-motor tegangan menengah tersebut mempunyai rating daya yang bervariasi dari 250 hingga 6000 kW yang terpasang pada bus *breaker* unit board 9A dan 9B 6.3 kV. Bus tersebut mempunyai faktor daya yang cukup rendah dari penggunaan motor, kurang dari standar PLN

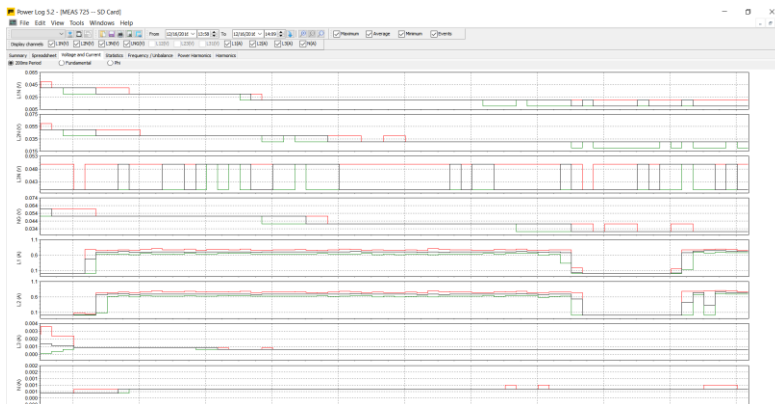
pada 0.85 [13]. Sehingga pada bus tersebut direncanakan penambahan oleh kompensator berupa kapasitor bank.

3.2 Pengambilan Data

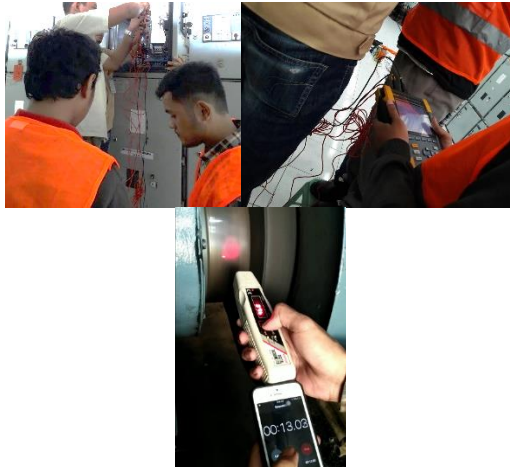
Pengambilan data dilakukan secara langsung pada sistem pembangkit PT PJB UBJO&M PLTU Paiton Unit 9, dengan data pengukuran berupa parameter dari bus breaker tegangan menengah 6.3 kV yaitu pada Bus A dan Bus B pada *single line diagram* tersebut dan direkam dengan menggunakan peralatan FLUKE Power Quality and Energy Analyzer 435-II. Data yang didapatkan kemudian dipindahkan dan diolah menuju *Personal Computer* (PC) dengan *software* PowerLog.



Gambar 3.2 FLUKE Power Quality and Energy Analyzer 435-II
(sumber: <http://www.fluke.com>)



Gambar 3.3 Bentuk Data Pengukuran pada PC dari Alat Ukur



Gambar 3.4 Proses Pengambilan Data

Pengambilan data pada motor juga melibatkan pengukuran kecepatan menggunakan Tachometer terhadap waktu pada *shaft* motor untuk menunjang data analisis seperti terlihat pada gambar diatas.

Selain itu, data-data tambahan berupa operasi, spesifikasi, dan data kelistrikan terkait didapatkan dari manajemen PT PJB UBJO&M PLTU Paiton Unit 9.

3.3 Pemodelan Sistem

Sistem yang akan dianalisis yaitu sistem unit pembangkit (*auxiliary*) diagram kelistrikannya dimodelkan di dalam *software* ETAP (Electrical Transient Analyzer Program) Power Station. Sehingga, dapat dilakukan studi analisis yang diperlukan dalam menunjang penelitian tugas akhir. *Software* ETAP yang digunakan merupakan versi 12.6.0 dengan permodelan *single line diagram* secara langsung dikonversikan dari gambar (*drawing*) sistem keseluruhan.

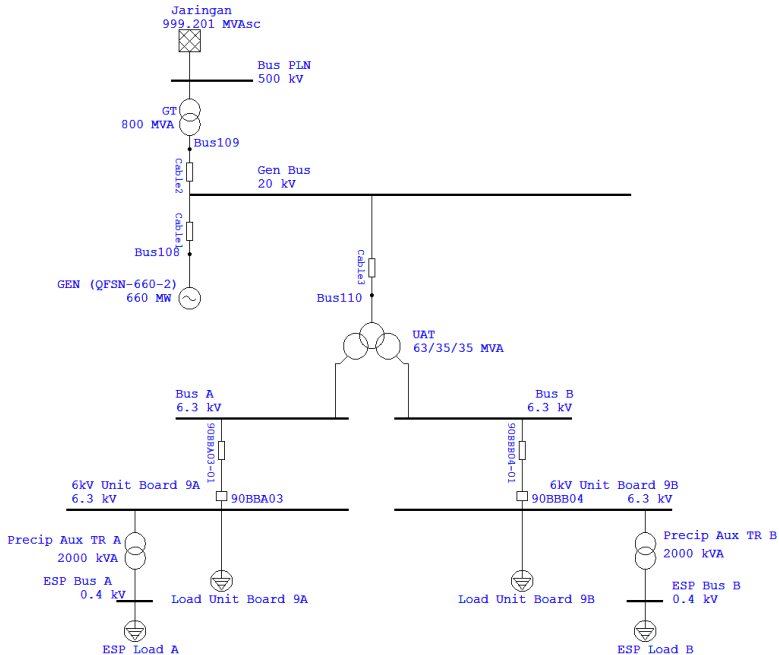
Parameter yang dimasukan kedalam ETAP didapatkan dari data serta dicocokkan dengan keadaan serta kasus yang dianalisis dengan beberapa pertimbangan dan asumsi. Pertimbangan dan asumsi yang digunakan adalah sebagai berikut.

- Pembebanan yang digunakan yaitu pada tiap kasus adalah pembebanan pengukuran, pembebanan maksimum, dan pembebanan minimum dengan batas ekstrim masing-masing.

Dalam hal ini, aliran daya pada pembangkit menyuplai sistem unit *auxiliary* serta diasumsikan seimbang.

- Baik transformator ataupun motor serta beban yang beroperasi permodelannya disesuaikan dengan spesifikasi dan *nameplate* terkait. Sedangkan pada beban tegangan rendah (380 V) dimodelkan dengan *Lump Load*.
- Pertimbangan dan asumsi lain dituliskan pada tiap subbab spesifik analisis sehingga didapatkan hasil.

Sehingga dari *single line diagram* sistem sebagaimana pada Gambar 3.1 dimodelkan pada ETAP secara sederhana sebagai berikut secara *overall*, dengan diagram secara lengkap dapat dilihat pada lampiran.



Gambar 3.5 Overall Single Line Diagram Sistem Sederhana dalam ETAP

3.4 Analisis Sistem Eksisting

Analisis yang dilakukan pada sistem eksisting terbagi menjadi beberapa tahap yang mencakup PSA (*Power System Analysis*) antara lain analisis pola operasi, analisis harmonisa, analisis hubung singkat, serta analisis *motor starting*.

3.4.1 Analisis Pola Operasi

Pada pola operasi sistem menggambarkan aliran daya baik daya aktif serta daya reaktif yang terdapat pada sistem unit pembangkit. Analisisnya yaitu pada batas operasi yang diperbolehkan serta batasan dari setiap parameter seperti tegangan, arus, serta daya itu sendiri.

Batas tegangan berdasarkan Standar Perusahaan Umum Listrik Negara (SPLN) Nomor 72 Tahun 1987 serta SPLN Nomor 1 Tahun 1995 [14,15], bahwa kondisi batas tegangan marginal untuk pengaturan tegangan turun (*undervoltage*) dan tegangan lebih (*overvoltage*) masing-masing pada 90-95% dan 105-110%, sedangkan untuk kondisi batas tegangan kritis masing-masing pada <90% untuk *undervoltage* dan >110% untuk *overvoltage*. Dari batas tegangan tersebut, analisis batas evaluasi sistem diberikan pada tabel sebagai berikut.

Tabel 3.1 Batasan Evaluasi Tegangan Analisis Pola Operasi

No.	Level Tegangan	Batasan	
		Undervoltage (kV/%)	Overvoltage (kV/%)
1	20 kV	19 kV / 95%	20.9 kV / 105%
2	6.3 kV	5.67 kV / 90%	6.9 kV / 110%
3	380 V	342 V / 90%	418 V / 110%

Pada level tegangan menengah 20 kV diambil batas *undervoltage* pada 95% dan *overvoltage* pada 105% dikarenakan batas operasi dari generator menuju bus pembangkit. Pembatasan tegangan ini sangat penting pada analisis serta laporan baik di dalam ETAP maupun tugas akhir.

Aliran daya secara umum pada sistem pembangkit bergerak dari generator menuju unit *auxiliary* dan jaringan jala-jala PLN baik daya aktif maupun daya reaktif yang dibangkitkan generator. Batasan pada analisis ini adalah pada ekspor daya reaktif dari sistem menuju jaringan 500 kV.

Sehingga, dari batas-batasan tersebut di atas, dapat dilakukan simulasi pada ETAP dengan kasus pada kondisi operasi sistem. Kondisi-kondisi kasus yang dianalisis yaitu pada kondisi pengukuran beserta

variasinya, kondisi ekstrim minimum, dan kondisi ekstrim maksimum. Penjabaran tiap kondisi tersebut adalah sebagai berikut.

Tabel 3.2 Tabulasi Kasus Analisis Pola Operasi

No.	Kasus	Deskripsi Kasus	Tegangan Jaringan 500 kV (kV)	Daya Aktif (P) Gen (MW)	Daya Reaktif (Q) Gen (Mvar)
1	Kasus A Kondisi Normal	Hasil Pengukuran secara langsung	510.2	531.6	67.6
2	Kasus B Kondisi Ekstrim Minimum	Tegangan Jaringan minimum dengan daya reaktif maksimum	485	660	409
3	Kasus C Kondisi Ekstrim Maksimum	Tegangan Jaringan maksimum dengan daya reaktif minimum	540	660	10

Pada Kasus A dilakukan juga alternatif operasi dengan pengaturan tegangan serta daya reaktif dari generator untuk mengetahui karakteristik operasi pada sistem. Pada Kasus B, keluaran daya reaktif pada generator diatur sesuai dengan rating dimana dengan daya aktif 660 MW dan faktor daya sebesar 0.85, akan menghasilkan daya reaktif sebesar 409.03 Mvar.

Pada ETAP dilakukan analisis aliran daya (*Load Flow Analysis*) dengan metode *Adaptive* Newton-Raphson dengan jumlah iterasi sebanyak 99 dan ketelitian 0.0001, sehingga didapatkan rekapitulasi simulasi sebagai berikut.

Tabel 3.3 Simulasi Analisis Aliran Daya Sistem Eksisting

Kasus Simulasi						Evaluasi Aliran Daya			
No	Kasus	Deskripsi Kasus	Tegangan Jaringan 500 kV (kV)	Daya Aktif/P Generator (MW)	Daya Reaktif/Q Generator (MVar)	Tegangan Bus 20 kV (%)	Tegangan Bus 6.3 kV (%)	Tegangan Bus 380 V (%)	Daya Reaktif/Q Jaringan 500 kV (Mvar)
1	Kasus A Kondisi Normal	A.1. Dari hasil pengukuran	510.2	531.6	67.6	100.455	93.913 / 94.406	93.332 / 93.401	-5.7
2		A.2.1.1 Alternatif operasi-1.1	495	660	10	96.203	89.268 / 89.807	88.128 / 88.2	-96.1
3		A.2.1.2 Alternatif operasi-1.2	495	660	50	96.956	90.109 / 90.625	89.267 / 89.128	-54.9
4		A.2.1.3 Alternatif operasi-1.3	495	660	100	97.881	91.118 / 91.627	90.193 / 90.264	-4.2
5		A.2.1.4 Alternatif operasi-1.4	495	660	200	99.679	93.072 / 93.57	92.389 / 92.458	94.3
6		A.2.1.5 Alternatif operasi-1.5	495	660	300	101.413	94.949 / 95.436	94.492 / 94.561	189.2
7		A.2.1.6 Alternatif operasi-1.6	495	660	400	103.09	96.759 / 97.236	96.513 / 96.581	281.1

Kasus Simulasi						Evaluasi Aliran Daya			
No	Kasus	Deskripsi Kasus	Tegangan Jaringan 500 kV (kV)	Daya Aktif/P Generator (MW)	Daya Reaktif/Q Generator (MVar)	Tegangan Bus 20 kV (%)	Tegangan Bus 6.3 kV (%)	Tegangan Bus 380 V (%)	Daya Reaktif/Q Jaringan 500 kV (Mvar)
8	Kasus A Kondisi Normal	A.2.2.1 Alternatif operasi-2.1	500	660	10	97.205	90.381 / 90.895	89.363 / 89.434	-94.4
9		A.2.2.2 Alternatif operasi-2.2	500	660	50	97.95	91.193 / 91.702	90.278 / 90.349	-53.2
10		A.2.2.3 Alternatif operasi-2.3	500	660	100	98.886	92.189 / 92.692	91.397 / 91.468	-2.6
11		A.2.2.4 Alternatif operasi-2.4	500	660	200	100.645	94.119 / 94.611	93.563 / 93.631	95.8
12		A.2.2.5 Alternatif operasi-2.5	500	660	300	102.363	95.975 / 96.457	95.638 / 95.706	190.9
13		A.2.2.6 Alternatif operasi-2.6	500	660	400	104.026	97.766 / 98.237	97.635 / 97.702	282.8
14		A.2.3.1 Alternatif operasi-3.1	515	660	10	100.206	93.644 / 94.138	93.031 / 93.974	-89.6

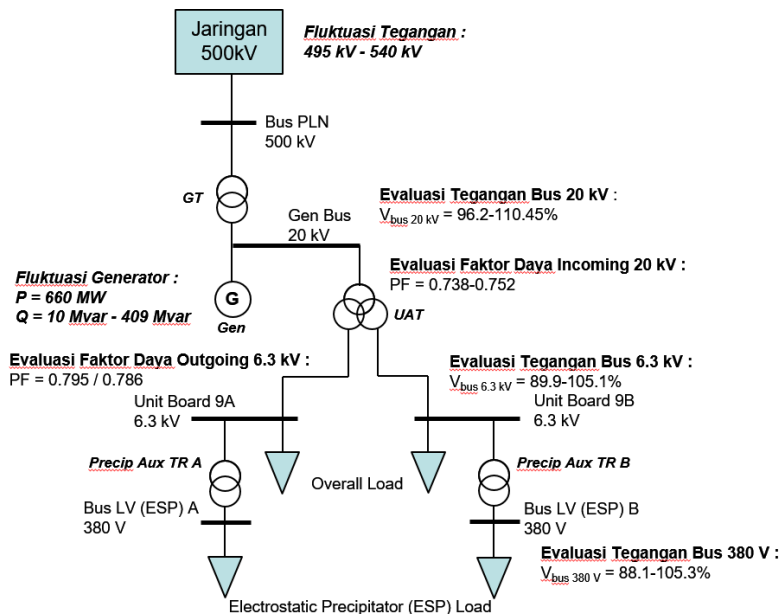
Kasus Simulasi						Evaluasi Aliran Daya			
No	Kasus	Deskripsi Kasus	Tegangan Jaringan 500 kV (kV)	Daya Aktif/P Generator (MW)	Daya Reaktif/Q Generator (MVar)	Tegangan Bus 20 kV (%)	Tegangan Bus 6.3 kV (%)	Tegangan Bus 380 V (%)	Daya Reaktif/Q Jaringan 500 kV (Mvar)
15	Kasus A Kondisi Normal	A.2.3.2 Alternatif operasi-3.2	515	660	50	100.928	94.425 / 94.915	93.905 / 93.974	-48.5
16		A.2.3.3 Alternatif operasi-3.3	515	660	100	101.815	95.384 / 95.868	94.978 / 95.046	2
17		A.2.3.4 Alternatif operasi-3.4	515	660	200	103.543	97.247 / 97.217	97.057 / 97.124	100.3
18		A.2.3.5 Alternatif operasi-3.5	515	660	300	105.215	99.043 / 99.508	99.057 / 99.123	195.4
19		A.2.3.6 Alternatif operasi-3.6	515	660	400	106.835	100.779 / 101.235	100.986 / 101.051	287.6
20		A.2.4.1 Alternatif operasi-4.1	520	660	10	101.205	94.725 / 95.213	94.241 / 94.309	-88.1
21		A.2.4.2 Alternatif operasi-4.2	520	660	50	101.919	95.496 / 95.98	95.104 / 95.171	-47.1

Kasus Simulasi						Evaluasi Aliran Daya			
No	Kasus	Deskripsi Kasus	Tegangan Jaringan 500 kV (kV)	Daya Aktif/P Generator (MW)	Daya Reaktif/Q Generator (MVar)	Tegangan Bus 20 kV (%)	Tegangan Bus 6.3 kV (%)	Tegangan Bus 380 V (%)	Daya Reaktif/Q Jaringan 500 kV (Mvar)
22	Kasus A Kondisi Normal	A.2.4.3 Alternatif operasi-4.3	520	660	100	102.797	96.443 / 96.922	96.162 / 96.229	3.4
23		A.2.4.4 Alternatif operasi-4.4	520	660	200	104.509	98.285 / 98.754	98.214 / 98.281	101.7
24		A.2.4.5 Alternatif operasi-4.5	520	660	300	106.166	100.062 / 100.522	100.191 / 100.256	196.9
25		A.2.4.6 Alternatif operasi-4.6	520	660	400	107.772	101.781 / 102.232	102.097 / 102.161	289.2
26		A.2.5.1 Alternatif operasi-5.1	525	660	10	102.203	95.802 / 96.284	95.446 / 95.513	-86.6
27		A.2.5.2 Alternatif operasi-5.2	525	660	50	102.91	95.564 / 97.042	96.296 / 96.364	-45.7
28		A.2.5.3 Alternatif operasi-5.3	525	660	100	103.779	97.5 / 97.973	97.34 / 97.407	4.8

Kasus Simulasi						Evaluasi Aliran Daya			
No	Kasus	Deskripsi Kasus	Tegangan Jaringan 500 kV (kV)	Daya Aktif/P Generator (MW)	Daya Reaktif/Q Generator (MVar)	Tegangan Bus 20 kV (%)	Tegangan Bus 6.3 kV (%)	Tegangan Bus 380 V (%)	Daya Reaktif/Q Jaringan 500 kV (Mvar)
29	Kasus A Kondisi Normal	A.2.5.4 Alternatif operasi-5.4	525	660	200	105.475	99.321 / 99.785	99.367 / 99.432	103.1
30		A.2.5.5 Alternatif operasi-5.5	525	660	300	107.117	101.08 / 101.535	101.32 / 101.384	198.3
31		A.2.5.6 Alternatif operasi-5.6	525	660	400	108.71	102.782 / 103.228	103.206 / 103.269	290.7
32		A.2.6.1 Alternatif operasi-6.1	530	660	10	103.2	96.877 / 97.353	96.645 / 96.712	-85.2
33		A.2.6.2 Alternatif operasi-6.2	530	660	50	103.899	97.63 / 98.102	97.484 / 97.551	-44.3
34		A.2.6.3 Alternatif operasi-6.3	530	660	100	104.76	98.555 / 99.023	98.514 / 98.581	6.1
35		A.2.6.4 Alternatif operasi-6.4	530	660	200	106.44	100.356 / 100.814	100.517 / 100.582	104.4

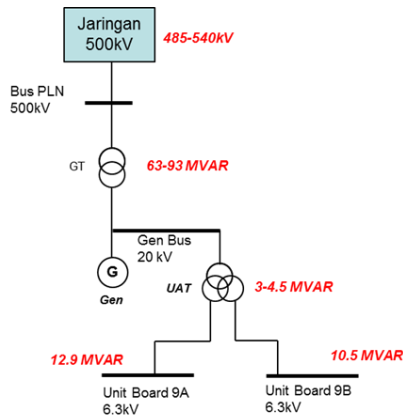
Kasus Simulasi						Evaluasi Aliran Daya			
No	Kasus	Deskripsi Kasus	Tegangan Jaringan 500 kV (kV)	Daya Aktif/P Generator (MW)	Daya Reaktif/Q Generator (MVar)	Tegangan Bus 20 kV (%)	Tegangan Bus 6.3 kV (%)	Tegangan Bus 380 V (%)	Daya Reaktif/Q Jaringan 500 kV (Mvar)
36	Kasus A Kondisi Normal	A.2.6.5 Alternatif operasi-6.5	530	660	300	108.068	102.096 / 102.546	102.446 / 102.511	199.7
37		A.2.6.6 Alternatif operasi-6.6	530	660	400	109.648	103.781 / 104.224	104.312 / 104.375	292.1
38	Kasus B Kondisi Ekstrim Minimum	Tegangan Bus 500kV pada kondisi minimum	485	660	409	110.445	104.63 / 105.068	105.249 / 105.312	301.3
39	Kasus C Kondisi Ekstrim Minimum	Tegangan Bus 500kV pada kondisi maksimum	540	660	10	105.192	99.018 / 99.483	99.029 / 99.127	-82.5

Dengan demikian evaluasi analisis seperti gambar berikut.



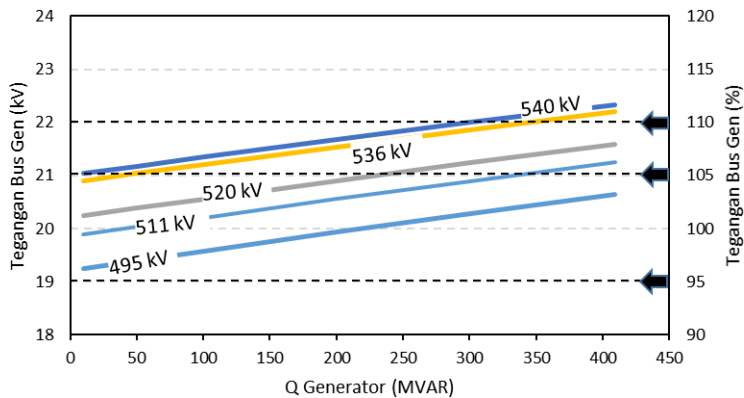
Gambar 3.6 Evaluasi Analisis Aliran Daya Sistem Eksisting

Dari simulasi analisis aliran daya dapat terlihat bahwa fluktuasi tegangan pada jaringan 500 kV mengakibatkan bervariasinya konsumsi daya reaktif pada sistem unit auxiliary dengan konsumsi transformator generator (GT 800 MVA) berkisar antara 63-93 Mvar. Sedangkan variasi rugi Mvar pada transformator unit *auxiliary* (UAT 35/63/63 MVA) berkisar antara 3-4.5 Mvar serta pada beban *unit board 9A* dan *unit board 9B* berakumulasi sebesar 33.4 Mvar. Sehingga, jumlah rugi daya reaktif pada sistem menjadi berkisar antara 99.4-129.4 Mvar. Oleh karena itu, jika generator diinginkan untuk tetap dapat menyuplai atau mengekspor daya reaktif menuju jaringan sistem 500 kV, dibutuhkan pengaturan daya reaktif diatas 100-130 Mvar. Penjabaran tersebut dapat terlihat pada gambar sebagai berikut



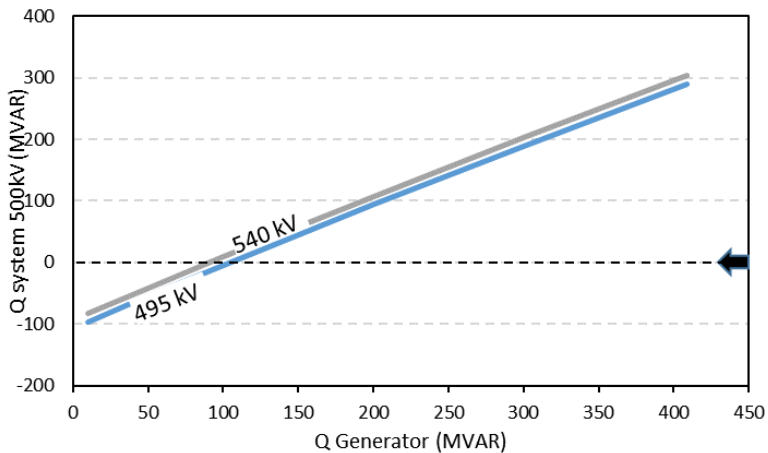
Gambar 3.7 Konsumsi Daya Reaktif Sistem Eksisting

Kemudian, pada pola operasi sistem unit auxiliary pembangkit, dengan fluktuasi tegangan pada jaringan 500 kV mengakibatkan berubahnya tegangan pada bus generator. Hal ini menjadi catatan, karena jika terjadi *overvoltage* ataupun *undervoltage* pada bus, maka operasi akan mengalami gangguan. Sehingga, diperlukan pengaturan variasi pada daya reaktif generator untuk mengalokasikan nilai tegangan yang aman dan diperbolehkan untuk menjaga kelangsungan operasi baik sistem unit auxiliary ataupun sistem jaringan jala-jala secara keseluruhan.



Gambar 3.8 Grafik Daya Reaktif (Q) Generator terhadap Tegangan Bus Generator

Dengan perubahan tegangan jaringan 500 kV serta daya reaktif dari generator, mengakibatkan pola operasi sistem untuk aliran daya reaktif pada jaringan 500 kV juga ikut berubah seperti terlihat dari Gambar 3.6 di bawah. Sehingga, dapat ditarik batas minimum pengaturan daya reaktif pada generator untuk mengakomodir sistem seperti pada penjelasan gambar 3.7 agar sistem dapat dilakukan pengaturan aliran daya reaktif menuju jaringan jala-jala.



Gambar 3.9 Grafik Daya Reaktif (Q) Generator terhadap Daya Reaktif (Q) Jaringan 500 kV

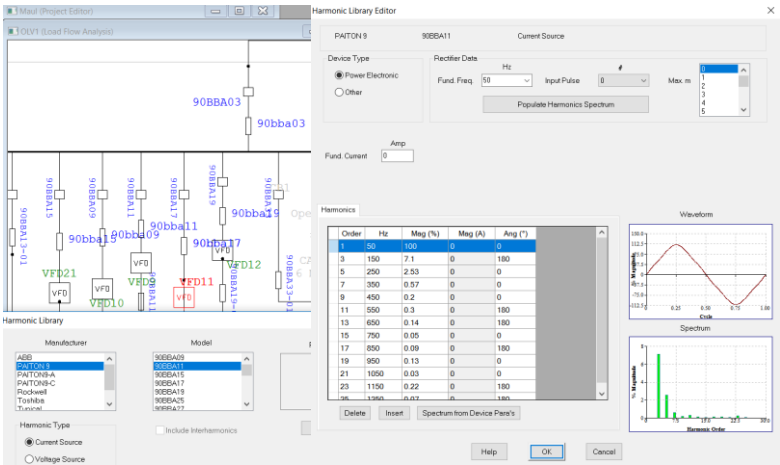
3.4.2 Analisis Harmonisa

Pada sistem unit pembangkit dapat terjadi harmonisa yaitu terjadi distorsi pada sumber baik arus maupun tegangan Sehingga, dibutuhkan studi analisis harmonisa untuk mengetahui level harmonisa pada sistem serta potensi resonansi harmonisa yang terjadi baik sebelum dan sesudah dilakukan pemasangan kapasitor bank.

Sistem yang memerlukan analisis harmonisa melibatkan permodelan karakteristik dari frekuensi sistem yang berbeda dari sistem, komputasi indeks harmonisa pada bus atau percabangan, pengidentifikasian masalah yang terkait dengan harmonisa, serta penyediaan lingkungan untuk menyimulasikan dan menguji setiap metode migrasi dari harmonisa. Untuk analisis harmonisa, karakteristik frekuensi dan non-linier dari komponen sistem harus diperhatikan serta dimodelkan dengan tepat, bergantung dari sifat dan perilaku dengan cara

yang berbeda. Beban nonlinier dalam sistem pada dasarnya menyuntikkan arus harmonik ke dalam sistem atau menerapkan tegangan harmonik pada titik-titik tertentu [10]. Oleh karena itu, secara konvensional komponen tersebut dimodelkan sebagai sumber arus dan sumber tegangan dengan frekuensi harmonik.

Pemodelan pada analisis ini adalah dengan menambahkan sumber harmonik berupa VFD di dalam sistem pada ETAP. Parameter dari VFD disesuaikan dengan hasil pengukuran pada harmonisa sistem. Sehingga didapatkan hasil simulasi yang sesuai dengan hasil pengukuran secara langsung.



Gambar 3.10 Pemodelan Analisis Harmonisa

Studi kasus yang disimulasikan pada analisis harmonisa adalah kondisi-kondisi operasi yang umum terjadi serta kondisi-kondisi ekstrim yang pernah terjadi sama seperti dengan analisis pola operasi sebelumnya seperti terlihat pada tabel sebagai berikut.

Tabel 3.4 Tabulasi Kasus Analisis Harmonisa

No.	Kasus	Deskripsi Kasus	Tegangan Jaringan 500 kV (kV)	Daya Aktif (P) Gen (MW)	Daya Reaktif (Q) Gen (Mvar)
1	Kasus A Kondisi Normal	Hasil Pengukuran secara langsung	510.2	531.6	67.6
2	Kasus B Kondisi Ekstrim Minimum	Tegangan Jaringan minimum dengan daya reaktif maksimum	485	660	409
3	Kasus C Kondisi Ekstrim Maksimum	Tegangan Jaringan maksimum dengan daya reaktif minimum	540	660	10

Variabel yang diperhatikan adalah nilai distorsi harmonisa baik arus maupun tegangan pada setiap *feeder* beban serta pada *incoming* bus A dan B. Batasan yang digunakan yaitu nilai standar harmonisa pada sistem sesuai IEEE STD 519 seperti yang terdapat pada BAB 2. Sehingga, didapatkan hasil simulasi pada tiap kasus sebagai berikut.

Tabel 3.5 Simulasi Analisis Harmonisa Sistem Eksisting terhadap Nilai Harmonisa Arus pada Kondisi Normal

Nama Beban	Panel ID	Arus (A)	Isc/IL	THD	Individual Harmonik ke-(%)											
					3	5	7	9	11	13	15	17	19	21	23	25
Main Incoming A	90BBA03	2055.34	13.96	2.7	0.06	1.41	0.96	0	0.23	0.31	0	0.26	0.3	0.01	0.2	0.23
Condensate Pump A	90BBA09	287.68	99.76	1.56	1.51	0.31	0.12	0.07	0.10	0.07	0.01	0.06	0.02	0.05	0.09	0.02
C.W. Pump A	90BBA11	574.12	49.99	6.42	5.93	2.28	0.73	0.17	0.34	0.15	0.05	0.06	0.09	0.07	0.19	0.10
Sea Water Electrochlorination A	90BBA13	89.28	321.46	89.28	0.00	0.66	0.53	0.00	0.22	0.21	0.00	0.30	0.38	0.00	0.31	0.38
F.D. Fan A	90BBA15	136	211.03	1.75	1.65	0.54	0.10	0.08	0.12	0.07	0.01	0.06	0.02	0.04	0.11	0.02
I.D. Fan A	90BBA17	481.82	59.57	2.12	1.35	0.50	0.12	0.06	0.09	0.06	0.02	0.12	0.48	0.04	1.42	0.35
P.A. Fan A	90BBA19	383.65	74.81	1.4	1.28	0.52	0.12	0.06	0.11	0.06	0.01	0.05	0.09	0.04	0.10	0.06
Turbin Aux TR No. 9A	90BBA21	70.62	406.40	1.08	0.00	0.70	0.55	0.22	0.22	0.20	0.17	0.25	0.31	0.23	0.23	0.26
Boiler Aux TR No. 9A	90BBA23	35.76	802.57	1.29	0.00	0.83	0.66	0.00	0.26	0.24	0.00	0.31	0.39	0.00	0.28	0.32
Precip Aux TR No. 9A	90BBA25	254.6	112.73	8.94	0.00	3.34	3.67	0.00	3.11	3.45	0.00	2.92	3.15	0.00	2.62	2.92
Chemical Water Aux TR A	90BBA27	37.69	761.48	37.15	0.00	32.04	16.59	0.00	6.16	4.46	0.00	2.95	2.35	0.00	1.74	1.85
Station Aux TR A	90BBA31	24.07	1192.36	1.37	0.00	0.85	0.69	0.00	0.28	0.26	0.34	0.00	0.43	0.00	0.32	0.37
6 kV Coal Handling Board A	90BBA33	44.21	649.17	10.61	6.64	2.81	2.58	2.12	2.07	2.13	0.38	1.91	1.92	1.84	2.12	5.02
The Firth High Pressure Pump A (First RO Pump A)	90BBA41	39.28	730.65	2.74	1.64	0.58	1.42	0.23	1.34	0.40	0.06	0.50	0.19	0.02	0.27	0.30
Turbine-Driven BFBP A (Booster BFPT A)	90BBA43	95.01	302.07	1.95	1.58	0.99	0.14	0.03	0.40	0.08	0.05	0.05	0.15	0.05	0.32	0.06

Nama Beban	Panel ID	Arus (A)	Isc/IL	THD	Individual Harmonik ke-(%)											
					3	5	7	9	11	13	15	17	19	21	23	25
CCC Pump	90BBA45	49.92	574.92	2.48	2.12	0.92	0.68	0.08	0.36	0.32	0.05	0.11	0.13	0.02	0.23	0.09
Mill A	90BBA47	112.4	255.34	1.99	1.70	0.92	0.34	0.13	0.17	0.05	0.07	0.08	0.12	0.06	0.14	0.08
Mill B	90BBA49	110.09	260.70	1.99	1.70	0.91	0.37	0.13	0.16	0.07	0.06	0.09	0.11	0.04	0.12	0.09
Mill C	90BBA51	111.22	258.05	1.99	1.70	0.92	0.36	0.13	0.16	0.06	0.06	0.09	0.11	0.05	0.13	0.08
Circulating Pump of Boiler B	90BBA55	72.32	396.85	7.5	7.28	1.54	0.64	0.56	0.21	0.19	0.11	0.09	0.18	0.02	0.05	0.03
Belt Conveyor 4A	90BBA57	38.24	750.52	1.34	0.00	1.12	0.65	0.00	0.17	0.13	0.00	0.14	0.16	0.00	0.10	0.11
Lighting Aux TR	90BBA59	6.77	4239.29	79.8	19.19	18.36	18.67	17.74	17.22	16.87	0.96	18.06	17.13	17.03	18.14	17.49
Cooling WATER Aux No. 9A	90BBA61	39.95	718.40	3.53	0.00	2.48	2.18	0.00	0.66	0.40	0.00	0.42	0.30	0.00	0.74	0.33
Main Incoming B	90BBB04	1621.61	17.70	1.7	0.07	1.33	1.04	0.01	0.11	0.09	0.00	0.03	0.01	0.03	0.04	0.03
C.W.Pump B	90BBB12	429	66.90	4.72	1.23	3.00	3.43	0.06	0.03	0.05	0.06	0.05	0.03	0.02	0.12	0.03
Sea Water Electrochlorination B	90BBB14	54.3	528.55	55.38	2.15	51.02	4.99	0.63	15.03	5.00	0.22	8.25	4.05	0.43	5.72	3.31
F.D. Fan B	90BBB16	79.2	362.37	4.95	1.35	2.59	3.99	0.09	0.13	0.07	0.03	0.06	0.02	0.03	0.11	0.05
I.D. Fan B	90BBB18	299.5	95.83	1.42	1.05	0.84	0.38	0.11	0.17	0.07	0.04	0.07	0.07	0.04	0.11	0.06
P.A. Fan B	90BBB20	257.6	111.41	1.49	1.30	0.67	0.00	0.04	0.19	0.04	0.11	0.13	0.00	0.01	0.09	0.08
Turbin Aux TR No. 9B	90BBB22	45.2	634.96	7.76	0.00	4.35	6.42	0.00	6.46	3.97	0.00	2.17	2.30	0.00	2.72	0.61
Boiler Aux TR No. 9B	90BBB24	12.2	2352.46	64.7	0.00	43.18	47.39	0.00	6.46	3.97	0.00	2.17	2.30	0.00	2.72	0.61
Precip Aux TR No. 9B	90BBB26	99.3	289.02	8.93	0.00	5.25	6.96	0.00	1.84	0.28	0.00	0.29	0.38	0.00	0.25	0.13

Nama Beban	Panel ID	Arus (A)	Isc/IL	THD	Individual Harmonik ke-(%)											
					3	5	7	9	11	13	15	17	19	21	23	25
Station Aux TR B	90BBB32	5	5740.00	82.32	0.00	47.28	63.15	0.00	12.22	10.76	0.00	8.78	9.02	0.00	9.25	6.59
6 kV Coal Handling Board B	90BBB34	28.65	1001.75	4.19	0.00	0.74	0.53	0.00	0.24	0.06	0.00	0.21	0.29	0.00	0.25	0.26
Turbine-Driven BFBP B (Booster BFPT B)	90BBB44	57.6	498.26	2.08	1.65	1.20	0.30	0.10	0.09	0.07	0.05	0.04	0.06	0.04	0.13	0.06
Mill D	90BBB48	73.7	389.42	4.79	0.95	2.02	4.22	0.13	0.23	0.12	0.08	0.08	0.12	0.06	0.16	0.06
Mill E	90BBB50	75.7	379.13	5.01	0.80	2.31	4.34	0.21	0.33	0.17	0.11	0.12	0.15	0.10	0.28	0.09
Circulating Pump of Boiler C	90BBB56	36.5	786.30	6.59	3.74	2.01	5.01	0.48	0.02	0.12	0.11	0.10	0.13	0.05	0.11	0.02

Tabel 3.6 Simulasi Analisis Harmonisa Sistem Eksisting terhadap Nilai Harmonisa Tegangan pada Kondisi Normal

Nama Beban	Panel ID	Nom. kV	THD	Harmonik ke-(%)											
				3	5	7	9	11	13	15	17	19	21	23	25
6 kV Unit Board 9A	90BBA03	6.3	3.7	2.72	1.13	0.92	0.22	0.39	0.37	0.18	0.52	0.68	0.6	0.55	0.67
6 kV Unit Board 9B	90BBB04	6.3	3.59	2.95	1.08	0.78	0.25	0.36	0.09	0.17	0.31	0.42	0.03	0.36	0.37

Tabel 3.7 Simulasi Analisis Harmonisa Sistem Eksisting terhadap Nilai Harmonisa Arus pada Kondisi Ekstrim Minimum

Nama Beban	Panel ID	Arus (A)	Isc/IL	THD	Individual Harmonik ke-(%)											
					3	5	7	9	11	13	15	17	19	21	23	25
Main Incoming A	90BBA03	1843.61	15.57	2.98	0.07	2.47	1.81	0	0.38	0.57	0	0.5	0.52	0.01	0.47	0.2
Condensate Pump A	90BBA09	223.46	128.43	1.56	1.44	0.35	0.23	0.06	0.10	0.09	0.02	0.07	0.03	0.05	0.16	0.12
C.W. Pump A	90BBA11	405.96	70.70	6.42	5.89	2.22	0.85	0.18	0.35	0.17	0.05	0.10	0.08	0.05	0.16	0.12
Sea Water Electrochlorination A	90BBA13	53.05	541.00	89.28	0.69	0.00	0.73	0.85	0.21	0.29	0.00	0.36	0.44	0.00	0.48	0.53
F.D. Fan A	90BBA15	73.9	388.36	1.75	2.12	0.76	0.33	0.07	0.14	0.12	0.01	0.10	0.05	0.03	0.14	0.06
L.D. Fan A	90BBA17	282.49	101.60	2.12	1.66	0.66	0.29	0.05	0.08	0.10	0.02	0.15	0.47	0.06	1.46	0.36
P.A. Fan A	90BBA19	234.95	122.15	1.4	1.51	0.55	0.19	0.05	0.12	0.09	0.01	0.07	0.11	0.03	0.11	0.03
Turbin Aux TR No. 9A	90BBA21	28.6	1003.50	1.08	0.00	0.78	0.81	0.00	0.23	0.31	0.00	0.36	0.43	0.00	0.44	0.48
Boiler Aux TR No. 9A	90BBA23	17.73	1618.73	1.29	0.00	0.90	0.94	0.00	0.27	0.36	0.00	0.42	0.50	0.00	0.50	0.54
Precip Aux TR No. 9A	90BBA25	118.97	241.24	8.94	0.00	8.97	9.48	0.00	8.23	8.94	0.00	7.81	8.23	0.00	6.99	7.74
Chemical Water Aux TR A	90BBA27	22.93	1251.64	37.15	0.00	59.66	30.84	0.00	11.56	8.34	0.00	5.54	4.26	0.00	3.28	3.53
Station Aux TR A	90BBA31	11.14	2576.30	1.37	0.00	0.92	0.97	0.00	0.28	0.38	0.00	0.44	0.54	0.00	0.56	0.61
6 kV Coal Handling Board A	90BBA33	11.39	2519.75	10.61	11.09	2.11	2.80	2.12	1.97	2.34	0.37	2.02	1.93	1.84	2.14	4.96
The Firth High Pressure Pump A (First RO Pump A)	90BBA41	14.23	2016.87	2.74	3.21	0.79	1.33	0.22	1.41	0.34	0.05	0.54	0.16	0.02	0.18	0.27
Turbine-Driven BFBP A (Booster BFPT A)	90BBA43	54.11	530.40	1.95	1.94	1.01	0.10	0.01	0.40	0.12	0.05	0.08	0.18	0.04	0.35	0.04

Nama Beban	Panel ID	Arus (A)	Isc/IL	THD	Individual Harmonik ke-(%)											
					3	5	7	9	11	13	15	17	19	21	23	25
CCC Pump	90BBA45	39.2	732.14	2.48	2.02	0.98	0.76	0.06	0.36	0.33	0.04	0.13	0.14	0.01	0.21	0.10
Mill A	90BBA47	66.9	429.00	1.99	2.00	1.10	0.48	0.11	0.15	0.06	0.07	0.11	0.15	0.04	0.16	0.12
Mill B	90BBA49	72.19	397.56	1.99	1.86	1.04	0.49	0.11	0.15	0.08	0.06	0.11	0.13	0.03	0.11	0.12
Mill C	90BBA51	62.36	460.23	1.99	2.11	1.12	0.52	0.11	0.14	0.08	0.06	0.12	0.15	0.04	0.14	0.13
Circulating Pump of Boiler B	90BBA55	44.28	648.15	7.5	7.62	1.40	0.42	0.55	0.23	0.22	0.11	0.17	0.21	0.02	0.08	0.12
Belt Conveyor 4A	90BBA57	12.17	2358.26	1.34	0.00	3.22	2.43	0.00	0.44	0.51	0.00	0.45	0.49	0.00	0.41	0.40
Lighting Aux TR	90BBA59	4.25	6752.94	79.8	0.01	532.63	542.53	0.01	494.41	486.46	0.01	510.36	487.42	0.01	502.42	488.83
Cooling WATER Aux No. 9A	90BBA61	13.83	2075.20	3.53	0.00	7.02	6.48	0.00	2.10	1.31	0.00	1.18	0.86	0.00	2.93	1.08
Main Incoming B	90BBB04	1455.43	19.72	1.91	0.07	1.46	1.22	0.01	0.14	0.11	0.00	0.09	0.03	0.01	0.03	0.04
C.W.Pump B	90BBB12	393.53	72.93	4.72	1.53	2.96	3.56	0.07	0.03	0.05	0.05	0.05	0.02	0.02	0.13	0.02
Sea Water Electrochlorination B	90BBB14	32.3	888.54	55.38	4.18	51.48	7.51	0.54	15.07	4.95	0.47	8.27	4.09	0.41	5.73	3.32
F.D. Fan B	90BBB16	75.02	382.56	4.95	1.33	2.57	3.83	0.11	0.14	0.06	0.02	0.06	0.02	0.04	0.12	0.07
L.D. Fan B	90BBB18	281.4	101.99	1.42	0.96	0.91	0.51	0.11	0.17	0.08	0.05	0.08	0.08	0.05	0.09	0.07
P.A. Fan B	90BBB20	243.88	117.68	1.49	0.00	1.54	1.23	0.00	0.19	0.12	0.00	0.13	0.17	0.00	0.14	0.14
Turbin Aux TR No. 9B	90BBB22	44.46	645.52	7.76	0.00	9.86	14.20	0.00	0.21	0.32	0.00	0.14	0.19	0.00	0.45	0.18
Boiler Aux TR No. 9B	90BBB24	11.42	2513.13	64.7	0.00	85.49	93.60	0.00	12.87	7.87	0.00	4.43	4.80	0.00	5.65	1.32
Precip Aux TR No. 9B	90BBB26	127.65	224.83	8.93	0.00	9.85	12.82	0.00	3.50	0.52	0.00	0.60	0.80	0.00	0.50	0.27

Nama Beban	Panel ID	Arus (A)	Isc/IL	THD	Individual Harmonik ke-(%)											
					3	5	7	9	11	13	15	17	19	21	23	25
Station Aux TR B	90BBB32	4.29	6689.98	82.32	0.00	112.13	149.42	0.00	29.03	25.46	0.00	21.11	21.78	0.00	22.48	16.00
6 kV Coal Handling Board B	90BBB34	13.13	2185.83	4.19	5.76	1.17	1.28	0.28	0.33	0.02	0.11	0.10	0.08	0.06	0.14	0.11
Turbine-Driven BFBB B (Booster BFPT B)	90BBB44	49.46	580.27	2.08	1.58	1.31	0.41	0.12	0.10	0.09	0.06	0.03	0.07	0.05	0.14	0.08
Mill D	90BBB48	63.42	452.54	4.79	0.90	1.94	4.24	0.12	0.24	0.13	0.09	0.08	0.13	0.05	0.15	0.05
Mill E	90BBB50	75.59	379.68	5.01	0.59	2.29	4.34	0.20	0.33	0.17	0.12	0.12	0.16	0.09	0.28	0.08
Circulating Pump of Boiler C	90BBB56	35.16	816.27	6.59	3.46	1.82	5.34	0.48	0.02	0.11	0.09	0.11	0.14	0.04	0.13	0.02
Maintenance Aux TR	90BBB60	5.05	5683.17		0.00	0.75	0.84	0.00	0.20	0.14	0.00	0.20	0.30	0.00	0.30	0.30

Tabel 3.8 Simulasi Analisis Harmonisa Sistem Eksisting terhadap Nilai Harmonisa Tegangan pada Kondisi Ekstrim Minimum

Nama Beban	Panel ID	Nom. kV	THD	Harmonik ke-(%)											
				3	5	7	9	11	13	15	17	19	21	23	25
6 kV Unit Board 9A	90BBA03	6.3	3.42	2.4	0.97	0.94	0.12	0.27	0.4	0.12	0.46	0.6	0.23	0.57	0.71
6 kV Unit Board 9B	90BBB04	6.3	2.59	1.95	0.78	0.77	0.25	0.17	0.16	0.11	0.18	0.31	0.14	0.27	0.32

Tabel 3.9 Simulasi Analisis Harmonisa Sistem Eksisting terhadap Nilai Harmonisa Arus pada Kondisi Ekstrim Maksimum

Nama Beban	Panel ID	Arus (A)	IsC/IL	THD	Individual Harmonik ke-(%)											
					3	5	7	9	11	13	15	17	19	21	23	25
Main Incoming A	90BBA03	2219.73	12.93	2.19	0.07	1.94	1.34	0	0.29	0.42	0	0.37	0.39	0.01	0.32	0.37
Condensate Pump A	90BBA09	268.64	106.83	1.56	1.44	0.28	0.14	0.06	0.08	0.08	0.02	0.06	0.02	0.03	0.09	0.02
C.W. Pump A	90BBA11	488.03	58.81	6.42	5.89	2.27	0.77	0.18	0.33	0.16	0.05	0.09	0.09	0.05	0.18	0.11
Sea Water Electrochlorination A	90BBA13	63.86	449.42	89.28	0.00	0.54	0.52	0.00	0.15	0.22	0.00	0.25	0.33	0.00	0.31	0.38
F.D. Fan A	90BBA15	88.84	323.05	1.75	2.12	0.63	0.21	0.07	0.12	0.10	0.01	0.08	0.03	0.03	0.12	0.04
I.D. Fan A	90BBA17	339.61	84.51	2.12	1.66	0.56	0.19	0.05	0.09	0.08	0.02	0.13	0.48	0.06	1.43	0.35
P.A. Fan A	90BBA19	282.45	101.61	1.4	1.51	0.54	0.10	0.05	0.12	0.07	0.01	0.06	0.09	0.04	0.10	0.05
Turbin Aux TR No. 9A	90BBA21	34.57	830.20	1.08	0.00	0.60	0.58	0.00	0.16	0.23	0.00	0.25	0.32	0.00	0.29	0.34
Boiler Aux TR No. 9A	90BBA23	21.38	1342.38	1.29	0.00	0.69	0.66	0.00	0.18	0.27	0.00	0.29	0.37	0.00	0.33	0.39
Precip Aux TR No. 9A	90BBA25	254.6	112.73	8.94	0.00	3.34	3.67	0.00	3.11	3.45	0.00	2.92	3.15	0.00	2.62	2.92
Chemical Water Aux TR A	90BBA27	37.69	761.48	37.15	0.00	32.04	16.59	0.00	6.16	4.46	0.00	2.95	2.35	0.00	1.74	1.85
Station Aux TR A	90BBA31	24.07	1192.36	1.37	0.00	0.85	0.69	0.00	0.28	0.26	0.34	0.00	0.43	0.00	0.32	0.37
6 kV Coal Handling Board A	90BBA33	44.21	649.17	10.61	6.64	2.81	2.58	2.12	2.07	2.13	0.38	1.91	1.92	1.84	2.12	5.02
The Firth High Pressure Pump A (First RO Pump A)	90BBA41	39.28	730.65	2.74	1.64	0.58	1.42	0.23	1.34	0.40	0.06	0.50	0.19	0.02	0.27	0.30
Turbine-Driven BFBP A (Booster BFPT A)	90BBA43	95.01	302.07	1.95	1.58	0.99	0.14	0.03	0.40	0.08	0.05	0.05	0.15	0.05	0.32	0.06

Nama Beban	Panel ID	Arus (A)	Isc/IL	THD	Individual Harmonik ke-(%)											
					3	5	7	9	11	13	15	17	19	21	23	25
CCC Pump	90BBA45	49.92	574.92	2.48	2.12	0.92	0.68	0.08	0.36	0.32	0.05	0.11	0.13	0.02	0.23	0.09
Mill A	90BBA47	112.4	255.34	1.99	1.70	0.92	0.34	0.13	0.17	0.05	0.07	0.08	0.12	0.06	0.14	0.08
Mill B	90BBA49	110.09	260.70	1.99	1.70	0.91	0.37	0.13	0.16	0.07	0.06	0.09	0.11	0.04	0.12	0.09
Mill C	90BBA51	111.22	258.05	1.99	1.70	0.92	0.36	0.13	0.16	0.06	0.06	0.09	0.11	0.05	0.13	0.08
Circulating Pump of Boiler B	90BBA55	72.32	396.85	7.5	7.28	1.54	0.64	0.56	0.21	0.19	0.11	0.09	0.18	0.02	0.05	0.03
Belt Conveyor 4A	90BBA57	38.24	750.52	1.34	0.00	1.12	0.65	0.00	0.17	0.13	0.00	0.14	0.16	0.00	0.10	0.11
Lighting Aux TR	90BBA59	6.77	4239.29	79.8	19.19	18.36	18.67	17.74	17.22	16.87	0.96	18.06	17.13	17.03	18.14	17.49
Cooling WATER Aux No. 9A	90BBA61	39.95	718.40	3.53	0.00	2.48	2.18	0.00	0.66	0.40	0.00	0.42	0.30	0.00	0.74	0.33
Main Incoming B	90BBB04	1584	18.12	1.64	0.07	1.61	1.42	0.01	0.17	0.13	0.00	0.09	0.04	0.01	0.03	0.04
C.W.Pump B	90BBB12	429	66.90	4.72	1.23	3.00	3.43	0.06	0.03	0.05	0.06	0.05	0.03	0.02	0.12	0.03
Sea Water Electrochlorination B	90BBB14	54.3	528.55	55.38	2.15	51.02	4.99	0.63	15.03	5.00	0.22	8.25	4.05	0.43	5.72	3.31
F.D. Fan B	90BBB16	79.2	362.37	4.95	1.35	2.59	3.99	0.09	0.13	0.07	0.03	0.06	0.02	0.03	0.11	0.05
I.D. Fan B	90BBB18	299.5	95.83	1.42	1.05	0.84	0.38	0.11	0.17	0.07	0.04	0.07	0.07	0.04	0.11	0.06
P.A. Fan B	90BBB20	257.6	111.41	1.49	1.30	0.67	0.00	0.04	0.19	0.04	0.11	0.13	0.00	0.01	0.09	0.08
Turbin Aux TR No. 9B	90BBB22	45.2	634.96	7.76	0.00	4.35	6.42	0.00	6.46	3.97	0.00	2.17	2.30	0.00	2.72	0.61
Boiler Aux TR No. 9B	90BBB24	12.2	2352.46	64.7	0.00	43.18	47.39	0.00	6.46	3.97	0.00	2.17	2.30	0.00	2.72	0.61
Precip Aux TR No. 9B	90BBB26	99.3	289.02	8.93	0.00	5.25	6.96	0.00	1.84	0.28	0.00	0.29	0.38	0.00	0.25	0.13

Nama Beban	Panel ID	Arus (A)	Isc/IL	THD	Individual Harmonik ke-(%)											
					3	5	7	9	11	13	15	17	19	21	23	25
Station Aux TR B	90BBB32	5	5740.00	82.32	0.00	47.28	63.15	0.00	12.22	10.76	0.00	8.78	9.02	0.00	9.25	6.59
6 kV Coal Handling Board B	90BBB34	28.65	1001.75	4.19	0.00	0.74	0.53	0.00	0.24	0.06	0.00	0.21	0.29	0.00	0.25	0.26
Turbine-Driven BFPP B (Booster BFPT B)	90BBB44	57.6	498.26	2.08	1.65	1.20	0.30	0.10	0.09	0.07	0.05	0.04	0.06	0.04	0.13	0.06
Mill D	90BBB48	73.7	389.42	4.79	0.95	2.02	4.22	0.13	0.23	0.12	0.08	0.08	0.12	0.06	0.16	0.06
Mill E	90BBB50	75.7	379.13	5.01	0.80	2.31	4.34	0.21	0.33	0.17	0.11	0.12	0.15	0.10	0.28	0.09
Circulating Pump of Boiler C	90BBB56	36.5	786.30	6.59	3.74	2.01	5.01	0.48	0.02	0.12	0.11	0.10	0.13	0.05	0.11	0.02

Tabel 3.10 Simulasi Analisis Harmonisa Sistem Eksisting terhadap Nilai Harmonisa Tegangan pada Kondisi Ekstrem Maksimum

Nama Beban	Panel ID	Nom. kV	THD	Harmonik ke-(%)											
				3	5	7	9	11	13	15	17	19	21	23	25
6 kV Unit Board 9A	90BBA03	6.3	2.19	1.79	0.93	0.98	0.09	0.29	0.40	0.09	0.49	0.6	0.18	0.65	0.73
6 kV Unit Board 9B	90BBB04	6.3	1.64	1.46	0.75	0.84	0.19	0.21	0.15	0.08	0.22	0.33	0.10	0.33	0.34

Perbedaan pada ketiga hasil simulasi adalah pada nilai harmonik arus pada setiap kasus. Pada kondisi ekstim minimum, nilainya lebih besar dibandingkan kondisi normal karena suplai daya reaktif lebih besar yaitu 409.03 Mvar, tetapi nilai arus pada setiap *feeder* menjadi lebih kecil karena tegangan jaringan bernilai 485 kV. Sedangkan pada kondisi ekstim maksimum, nilainya lebih kecil dibandingkan tabel hasil kondisi normal karena suplay daya reaktif lebih kecil yaitu 10 Mvar, namun nilai arus pada setiap *feeder* menjadi lebih besar karena tegangan nominal bus 540 kV. Dari hasil simulasi terlihat secara keseluruhan menunjukkan nilai harmonik arus yang baik pada setiap *feeder* beban, namun pada beban *Lightning Aux TR No. 9A* memiliki nilai harmonik yang cukup tinggi pada setiap orde ganjil namun arus pada beban tersebut sangat kecil sehingga tidak signifikan mengganggu operasi sistem, pada beban lain seperti *Sea Water Electrochlonirnation B* juga memiliki nilai harmonik yang cukup tinggi dan melewati batas, tetapi beban tersebut hanya resistif. Hal tersebut juga terjadi pada *Station Aux TR B*, namun karena nilai arus nominal kecil maka harmonik tersebut tidak terlalu signifikan berpengaruh terhadap sistem.

Untuk hasil simulasi harmonik tegangan, dapat dilihat bahwa nilai IHD maupun THD tegangan masih dalam batas atau *rating*-nya sehingga pada kedua bus juga tidak memberikan pengaruh yang signifikan. Perbedaanannya dari ketiga kasus tersebut untuk nilai harmonisa tegangan, nilai pada kondisi normal menunjukkan nilai yang terbesar karena nilai tersebut dilihat dari *incoming feeder* dari sistem unit, sehingga perubahan parameter berpengaruh pada nilai secara keseluruhan.

3.4.3 Analisis Hubung Singkat

Peralatan-peralatan pada sistem unit pembangkit memiliki kapasitas tertentu dalam operasi. Ketika terjadi gangguan atau hubung singkat, maka pemutus (*circuit breaker*) serta *busbar* harus memiliki kemampuan dalam menerima arus lebih yang disebabkan oleh gangguan tersebut. Sehingga, dibutuhkan studi analisis hubung singkat untuk melihat level pada tiap bus dan peralatan serta kecukupan *rating* hubung singkat. Selain itu, analisis juga dibutuhkan dalam pemasangan peralatan baru seperti Kapasitor Bank pada penelitian tugas akhir ini untuk mengetahui desain dan spesifikasi serta dampak pada kecukupan tersebut.

Pada analisis hubung singkat digunakan perhitungan dengan standar dasar ANSI/IEEE dan gangguan diasumsikan hubung singkat langsung (*bolted*) dengan impedansi hubung singkat adalah nol. Parameter dari peralatan diberikan sesuai spesifikasi terkait, sedangkan data yang tidak didapatkan, nilainya diasumsikan data *default* dari ETAP. Pada ETAP, dilakukan gangguan 3 fasa ke tanah dengan mempertimbangkan kinerja dari peralatan (*3-Phase Faults – Device Duty*), sehingga skema ini dimaksudkan untuk mengetahui kemampuan dari peralatan mengakomodir gangguan arus hubung singkat yang mengalir pada sistem.

Dari hasil simulasi analisa hubung singkat, variabel yang dibandingkan adalah nilai arus gangguan hubung singkat pada kerja sejenak (*Momentary Duty*) dan kerja pemutusan (*Interrupting Duty*) terhadap kemampuan dari CB yang disetting sesuai dengan data dan drawing. Hasil simulasi tersebut dapat terlihat pada tabel di bawah.

Tabel 3.11 Simulasi Analisis Hubung Singkat *Mommentary Duty* Sistem Eksisting

Bus		Device		Device Capability		Momentary Duty		Asymm. kA rms Duty (%)	Asymm. kA Peak Duty (%)
ID	kV	ID	Type	Asymm. kA rms	Asymm. kA Peak	Asymm. kA rms	Asymm. kA Peak		
6 kV Unit Board 9A	6.3	6kV Unit Board 9A	Switchgear	80	135	65.8	109.1	82.2	80.8
	6.3	90BBA59	3 cy Sym CB	80	125	65.8	109.1	82.2	87.2
	6.3	90BBA61	3 cy Sym CB	80	125	65.8	109.1	82.2	87.2
	6.3	90BBA27	3 cy Sym CB	80	125	65.8	109.1	82.2	87.2
	6.3	90BBA31	3 cy Sym CB	80	125	65.8	109.1	82.2	87.2
	6.3	90BBA21	3 cy Sym CB	80	125	65.8	109.1	82.2	87.2
	6.3	90BBA23	3 cy Sym CB	80	125	65.8	109.1	82.2	87.2
	6.3	90BBA25	3 cy Sym CB	80	125	65.8	109.1	82.2	87.2
	6.3	90BBA13	3 cy Sym CB	80	125	65.8	109.1	82.2	87.2
	6.3	90BBA15	3 cy Sym CB	80	125	65.8	109.1	82.2	87.2
	6.3	90BBA09	3 cy Sym CB	80	125	65.8	109.1	82.2	87.2
	6.3	90BBA33	3 cy Sym CB	80	125	65.8	109.1	82.2	87.2
	6.3	90BBA11	3 cy Sym CB	80	125	65.8	109.1	82.2	87.2

Bus		Device		Device Capability		Momentary Duty		Asymm. kA rms Duty (%)	Asymm. kA Peak Duty (%)
ID	kV	ID	Type	Asymm. kA rms	Asymm. kA Peak	Asymm. kA rms	Asymm. kA Peak		
6 kV Unit Board 9A	6.3	90BBA19	3 cy Sym CB	80	125	65.8	109.1	82.2	87.2
	6.3	90BBA17	3 cy Sym CB	80	125	65.8	109.1	82.2	87.2
	6.3	90BBA55	3 cy Sym CB	80	125	65.8	109.1	82.2	87.2
	6.3	90BBA57	3 cy Sym CB	80	125	65.8	109.1	82.2	87.2
	6.3	90BBA41	3 cy Sym CB	80	125	65.8	109.1	82.2	87.2
	6.3	90BBA51	3 cy Sym CB	80	125	65.8	109.1	82.2	87.2
	6.3	90BBA49	3 cy Sym CB	80	125	65.8	109.1	82.2	87.2
	6.3	90BBA47	3 cy Sym CB	80	125	65.8	109.1	82.2	87.2
	6.3	90BBA45	3 cy Sym CB	80	125	65.8	109.1	82.2	87.2
	6.3	90BBA43	3 cy Sym CB	80	125	65.8	109.1	82.2	87.2
	6.3	90BBA03	3 cy Sym CB	80	125	65.8	109.1	82.2	87.2
6 kV Unit Board 9B	6.3	6kV Unit Board 9B	Switchgear	80	135	64.4	106.7	80.5	79
	6.3	90BBB44	3 cy Sym CB	80	125	64.4	106.7	80.5	85.3
	6.3	90BBB62	3 cy Sym CB	80	125	64.4	106.7	80.5	85.3

Bus		Device		Device Capability		Momentary Duty		Asymm. kA rms Duty (%)	Asymm. kA Peak Duty (%)
ID	kV	ID	Type	Asymm. kA rms	Asymm. kA Peak	Asymm. kA rms	Asymm. kA Peak		
6 kV Unit Board 9B	6.3	90BBB60	3 cy Sym CB	80	125	64.4	106.7	80.5	85.3
	6.3	90BBB22	3 cy Sym CB	80	125	64.4	106.7	80.5	85.3
	6.3	90BBB20	3 cy Sym CB	80	125	64.4	106.7	80.5	85.3
	6.3	90BBB16	3 cy Sym CB	80	125	64.4	106.7	80.5	85.3
	6.3	90BBB24	3 cy Sym CB	80	125	64.4	106.7	80.5	85.3
	6.3	90BBB26	3 cy Sym CB	80	125	64.4	106.7	80.5	85.3
	6.3	90BBB34	3 cy Sym CB	80	125	64.4	106.7	80.5	85.3
	6.3	90BBB32	3 cy Sym CB	80	125	64.4	106.7	80.5	85.3
	6.3	90BBB28	3 cy Sym CB	80	125	64.4	106.7	80.5	85.3
	6.3	90BBB18	3 cy Sym CB	80	125	64.4	106.7	80.5	85.3
	6.3	90BBB12	3 cy Sym CB	80	125	64.4	106.7	80.5	85.3
	6.3	90BBB48	3 cy Sym CB	80	125	64.4	106.7	80.5	85.3
	6.3	90BBB50	3 cy Sym CB	80	125	64.4	106.7	80.5	85.3
	6.3	90BBB56	3 cy Sym CB	80	125	64.4	106.7	80.5	85.3
	6.3	90BBB04	3 cy Sym CB	80	125	64.4	106.7	80.5	85.3

Bus		Device		Device Capability		Momentary Duty		Asymm. kA rms Duty (%)	Asymm. kA Peak Duty (%)
ID	kV	ID	Type	Asymm. kA rms	Asymm. kA Peak	Asymm. kA rms	Asymm. kA Peak		
500 kV Bus	500	500kV Bus	Cable Bus	80	135	59.9	99.8	74.8	73.9
	500	550kV CB	3 cy Sym CB	80	125	59.9	99.8	74.8	79.8
Gen Bus	20	Gen Bus	Cable Bus	240	405	385.4	638.9	160.5	157.7
	20	GCB No. 9	3 cy Sym CB	256	600	385.4	638.9	150.5	106.4

Tabel 3.12 Simulasi Analisis Hubung Singkat *Interrupting Duty* Sistem Eksisting

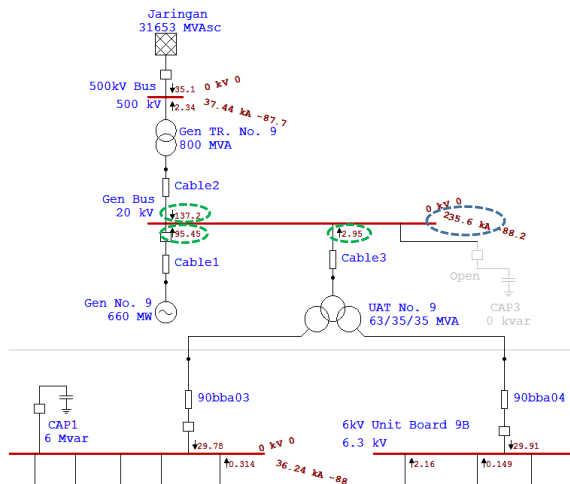
Bus		Device		Device Capability		Interrupting Duty		Asymm. kA rms Duty (%)	Asymm. kA Peak Duty (%)
ID	kV	ID	Type	Asymm. kA rms	Asymm. kA Peak	Asymm. kA rms	Asymm. kA Peak		
6 kV Unit Board 9A	6.3	6kV Unit Board 9A	Switchgear	80	135	65.8	109.1	82.2	80.8
	6.3	90BBA59	3 cy Sym CB	80	125	65.8	109.1	82.2	87.2
	6.3	90BBA61	3 cy Sym CB	80	125	65.8	109.1	82.2	87.2
	6.3	90BBA27	3 cy Sym CB	80	125	65.8	109.1	82.2	87.2
	6.3	90BBA31	3 cy Sym CB	80	125	65.8	109.1	82.2	87.2
	6.3	90BBA21	3 cy Sym CB	80	125	65.8	109.1	82.2	87.2
	6.3	90BBA23	3 cy Sym CB	80	125	65.8	109.1	82.2	87.2
	6.3	90BBA25	3 cy Sym CB	80	125	65.8	109.1	82.2	87.2
	6.3	90BBA13	3 cy Sym CB	80	125	65.8	109.1	82.2	87.2
	6.3	90BBA15	3 cy Sym CB	80	125	65.8	109.1	82.2	87.2
	6.3	90BBA09	3 cy Sym CB	80	125	65.8	109.1	82.2	87.2
	6.3	90BBA33	3 cy Sym CB	80	125	65.8	109.1	82.2	87.2
	6.3	90BBA11	3 cy Sym CB	80	125	65.8	109.1	82.2	87.2

Bus		Device		Device Capability		Interrupting Duty		Asymm. kA rms Duty (%)	Asymm. kA Peak Duty (%)
ID	kV	ID	Type	Asymm. kA rms	Asymm. kA Peak	Asymm. kA rms	Asymm. kA Peak		
6 kV Unit Board 9A	6.3	90BBA19	3 cy Sym CB	80	125	65.8	109.1	82.2	87.2
	6.3	90BBA17	3 cy Sym CB	80	125	65.8	109.1	82.2	87.2
	6.3	90BBA55	3 cy Sym CB	80	125	65.8	109.1	82.2	87.2
	6.3	90BBA57	3 cy Sym CB	80	125	65.8	109.1	82.2	87.2
	6.3	90BBA41	3 cy Sym CB	80	125	65.8	109.1	82.2	87.2
	6.3	90BBA51	3 cy Sym CB	80	125	65.8	109.1	82.2	87.2
	6.3	90BBA49	3 cy Sym CB	80	125	65.8	109.1	82.2	87.2
	6.3	90BBA47	3 cy Sym CB	80	125	65.8	109.1	82.2	87.2
	6.3	90BBA45	3 cy Sym CB	80	125	65.8	109.1	82.2	87.2
	6.3	90BBA43	3 cy Sym CB	80	125	65.8	109.1	82.2	87.2
	6.3	90BBA03	3 cy Sym CB	80	125	65.8	109.1	82.2	87.2
6 kV Unit Board 9B	6.3	6kV Unit Board 9B	Switchgear	80	135	64.4	106.7	80.5	79
	6.3	90BBB44	3 cy Sym CB	80	125	64.4	106.7	80.5	85.3
	6.3	90BBB62	3 cy Sym CB	80	125	64.4	106.7	80.5	85.3

Bus		Device		Device Capability		Interrupting Duty		Asymm. kA rms Duty (%)	Asymm. kA Peak Duty (%)
ID	kV	ID	Type	Asymm. kA rms	Asymm. kA Peak	Asymm. kA rms	Asymm. kA Peak		
6 kV Unit Board 9B	6.3	90BBB60	3 cy Sym CB	80	125	64.4	106.7	80.5	85.3
	6.3	90BBB22	3 cy Sym CB	80	125	64.4	106.7	80.5	85.3
	6.3	90BBB20	3 cy Sym CB	80	125	64.4	106.7	80.5	85.3
	6.3	90BBB16	3 cy Sym CB	80	125	64.4	106.7	80.5	85.3
	6.3	90BBB24	3 cy Sym CB	80	125	64.4	106.7	80.5	85.3
	6.3	90BBB26	3 cy Sym CB	80	125	64.4	106.7	80.5	85.3
	6.3	90BBB34	3 cy Sym CB	80	125	64.4	106.7	80.5	85.3
	6.3	90BBB32	3 cy Sym CB	80	125	64.4	106.7	80.5	85.3
	6.3	90BBB28	3 cy Sym CB	80	125	64.4	106.7	80.5	85.3
	6.3	90BBB18	3 cy Sym CB	80	125	64.4	106.7	80.5	85.3
	6.3	90BBB12	3 cy Sym CB	80	125	64.4	106.7	80.5	85.3
	6.3	90BBB48	3 cy Sym CB	80	125	64.4	106.7	80.5	85.3
	6.3	90BBB50	3 cy Sym CB	80	125	64.4	106.7	80.5	85.3
	6.3	90BBB56	3 cy Sym CB	80	125	64.4	106.7	80.5	85.3
	6.3	90BBB04	3 cy Sym CB	80	125	64.4	106.7	80.5	85.3

Bus		Device		Device Capability		Interrupting Duty		Asymm. kA rms Duty (%)	Asymm. kA Peak Duty (%)
ID	kV	ID	Type	Asymm. kA rms	Asymm. kA Peak	Asymm. kA rms	Asymm. kA Peak		
500 kV Bus	500	500kV Bus	Cable Bus	80	135	59.9	99.8	74.8	73.9
	500	550kV CB	3 cy Sym CB	80	125	59.9	99.8	74.8	79.8
Gen Bus	20	Gen Bus	Cable Bus	240	405	385.4	638.9	160.5	157.7
	20	GCB No. 9	3 cy Sym CB	256	600	385.4	638.9	150.5	106.4

Dari hasil simulasi pada kedua kinerja, terjadi *warning* nilai pada bus generator. Analisisnya sebagai contoh pada kerja pemutusan (*Interrupting Duty*), jika gangguan hubung singkat terjadi pada bus, nilai arus hubung singkat yang ditampilkan pada laporan (*report*) dari program ETAP merupakan nilai akumulasi dari kontribusi arus yang menuju bus gangguan tersebut. Pada kasus ini, *breaker* pada bus generator (GCB No. 9) mendapatkan kontribusi arus hubung singkat dari jaringan sebesar 137.2 kA, dari generator sebesar 95.4 kA, serta dari beban sebesar 2.9 kA. Oleh karena itu, jika diakumulasikan arus hubung singkat tersebut menjadi 235.5 kA, sedangkan kemampuan dari *breaker* hanya sebesar 160 kA. Sehingga, program ETAP akan membaca pada simulasi serta menuliskan pada laporan bahwa *breaker* tersebut melebihi kapabilitasnya, padahal, jika diambil pendekatan dari kontribusi arus hubung singkat salah satu saja, seharusnya peralatan tersebut masih mampu bekerja normal sesuai dengan ratingnya. Analisisnya ditunjukkan oleh Gambar 3.7 di bawah ini.



Gambar 3.11 Analisis Hubung Singkat *Interrupting Duty* pada Program ETAP

Sehingga dengan kata lain, *rating* kapasitas hubung singkat dari semua peralatan masih lebih besar daripada arus hubung singkat yang terjadi baik ketika *Momentary Duty* maupun *Interrupting Duty*, kecuali pada bus generator (Gen Bus), dikarenakan arus hubung singkat yang mengalir pada bus tersebut mendapatkan kontribusi dari generator dan

jaringan 500 kV, sehingga menyebabkan nilai arus hubung singkat melebihi kapabilitas dari peralatan CB generator tersebut (GCB No. 9). Pada kenyataannya, jika terjadi hubung singkat pada busbar 20kV, dipastikan arus yang mengalir melalui GCB No. 9 tentu hanya dari salah satu sisi dari generator atau dari jaringan 500 kV. Sehingga, nilai kapabilitas dari peralatan GCB No. 9 masih lebih besar daripada arus hubung singkat dari salah satu sumber tersebut (dari generator atau dari jaringan 500 kV). Sehingga, kemampuan semua peralatan *breaker* masih cukup untuk mengakomodir pemasangan kapasitor bank.

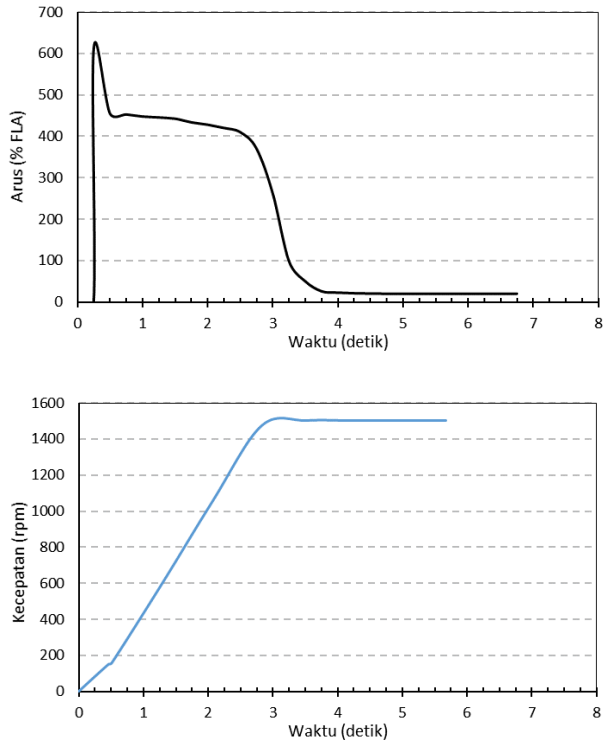
3.4.4 Analisis *Motor Starting*

Pada sistem unit *auxiliary* pembangkit memiliki motor-motor tegangan menengah (6kV) dengan kapasitas yang besar seperti *Cooling Water Pump* (CW Pump), *Motor-Driven* BFBP, serta kipas pendingin (*Fan*). Pada saat motor ingin beroperasi atau mulai operasi *start*, motor direpresentasikan dengan impedansi yang sangat kecil sehingga motor akan menarik arus yang besar berkisar 4,5 hingga 6 kali arus nominal [16]. Hal tersebut mengakibatkan drop tegangan baik pada bus tegangan menengah (*medium voltage*/MV) 6.3 kV dan bus tegangan rendah (*low voltage*/LV) 380 V [16]. Sehingga, diperlukan studi analisis *motor starting* untuk mengetahui karakteristik perubahan motor terhadap sistem. Selain itu, dengan pemasangan kapasitor bank, maka variabel yang dianalisa akan berubah, maka studi ini sangat penting untuk menunjang respons motor yang akan dioperasikan atau *start* tersebut.

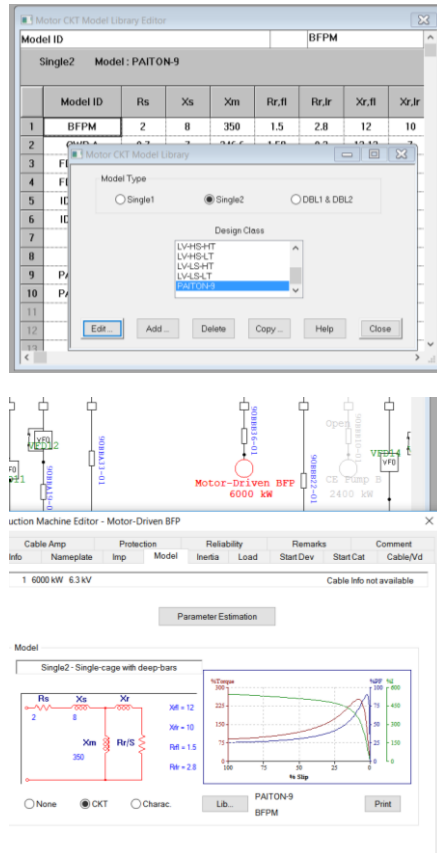
Simulasi *motor starting* pada ETAP akan menggunakan tipe perhitungan *dynamic motor acceleration* dengan memakai metode stabilitas transien. Keunggulan metode ini adalah dapat mengetahui besar parameter-parameter motor selama *start*, mengetahui dampaknya pada operasi generator, dan dampak perubahan besaran parameter generator pada motor *starting*. Data-data yang digunakan adalah *nameplate/rating* generator, karakteristik Torsi-Kecepatan dan karakteristik Arus-Kecepatan pada motor, karakteristik Torsi beban motor, sistem eksitasi dan *governor* dari generator.

Pemodelan dari motor pada ETAP adalah dengan menggunakan data pengukuran yang kemudian dilakukan verifikasi pada hasil simulasi. Data pengukuran berupa arus starting dari alat FLUKE dan kecepatan motor dengan Tachometer. Dari data tersebut, dapat diestimasi parameter rangkaian motor sehingga menghasilkan simulasi yang sama seperti hasil pengukuran. Kemudian, untuk simulasi dilakukan pengaturan pada

inersia motor dan pengaturan pada studi kasus pada ETAP sehingga didapatkan hasil akhir data yang sesuai.



Gambar 3.12 Kurva Data Pengukuran Arus dan Kecepatan Motor terhadap Waktu



Gambar 3.13 Pemodelan dan Estimasi Parameter Motor

Motor yang dianalisis pada studi ini adalah motor pada saat operasi *starting* ketika sistem sedang dilakukan pemeliharaan (*shutdown*). Data motor yang disimulasikan secara adalah sebagai berikut.

Tabel 3.13 Data Motor

No	ID Motor	Kapasitas Motor (MW)	Tegangan (kV)	Arus Nominal (A)	Arus Lock Rotor* (A)	Waktu Start* (detik)	Starting Device	Kecepatan (rpm)
1	CW Pump A	3.6	6.3	481	601	2	DOL	1000
2	Motor-Driven BFP	6	6.3	721	456	3.75	DOL	1500
3	ID Fan A	3.9	6.3	469	477	10	DOL	1500
4	ID Fan B	3.9	6.3	469	479	10.25	DOL	1500
5	FD Fan A	1.12	6.3	135	527	10	DOL	1000
6	FD Fan B	1.12	6.3	135	525	8.5	DOL	1000
7	PA Fan A	3.2	6.3	385	527	9	DOL	1500
8	PA Fan B	3.2	6.3	385	515	9.25	DOL	1500
9	Mill A	0.85	6.3	60	1028	1.75	DOL	1500

* dari hasil pengukuran

Dari kondisi operasi yang mungkin, beberapa simulasi dilakukan untuk mewakili kondisi operasi sistem. Terdapat beberapa kasus dalam mensimulasikan *motor starting* pada sistem pembangkit. Dalam setiap kasus tersebut, motor-motor tersebut akan di-*start* bergantian sesuai dengan alur. Rangkuman kasus untuk simulasi yaitu sebagai berikut.

Tabel 3.14 Tabulasi Kasus Analisis *Motor Starting*

No.	Kasus	Deskripsi Kasus	Tegangan Jaringan 500 kV (kV)	Daya Aktif (P) Gen (MW)	Daya Reaktif (Q) Gen (Mvar)
1	Kasus A Kondisi Normal	Hasil Pengukuran secara langsung	510.2	531.6	67.6
2	Kasus B Kondisi Ekstrim Minimum	Tegangan Jaringan minimum dengan daya reaktif maksimum	485	660	409
3	Kasus C Kondisi Ekstrim Maksimum	Tegangan Jaringan maksimum dengan daya reaktif minimum	540	660	10

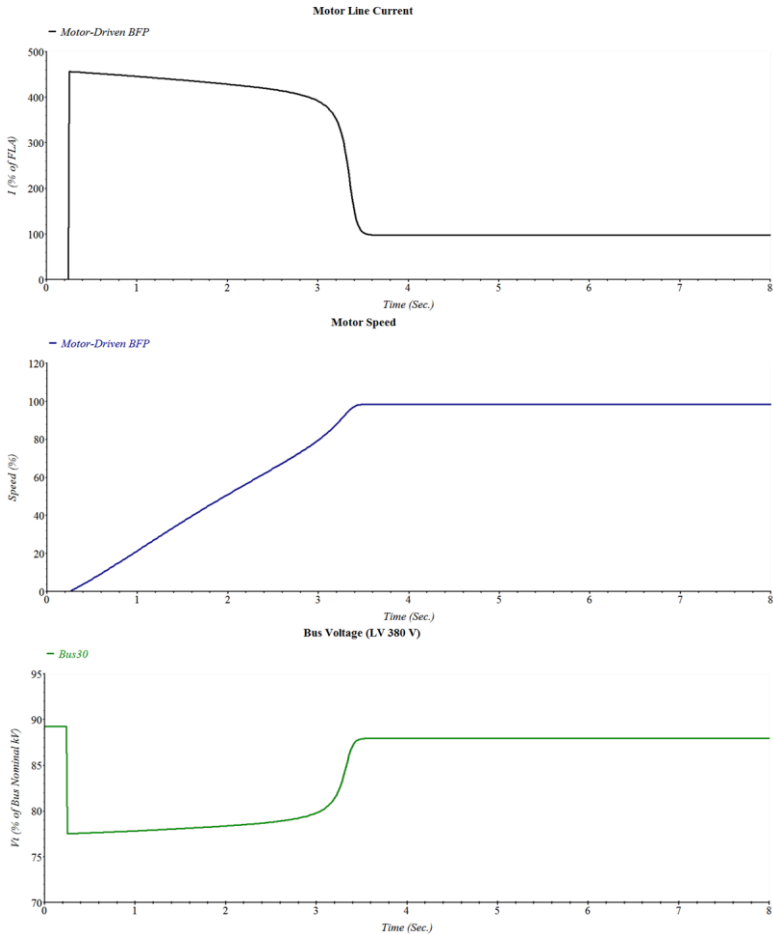
Parameter yang dianalisis adalah nilai tegangan pada saat motor akan dioperasikan (*start*), yaitu pada tegangan menengah (*medium voltage*/MV) 6.3 kV dan bus tegangan rendah (*low voltage*/LV) 380 V khususnya pada beban sensitif yaitu *Electrostatic Precipitator* (ESP). Sehingga hasil simulasi yang didapatkan disajikan pada tabel sebagai berikut.

Tabel 3.15 Simulasi Analisis *Motor Starting* Sistem Eksisting

No	Kasus	ID Motor	Tegangan Minimum Bus MV 6.3 kV	Tegangan Minimum Bus LV 380 V (ESP)	Arus Starting (Maksimum)	Waktu Start
			(%)	(%)	(A)	(detik)
1	A	CW Pump A	86.89 / 90.66	81.15 / 84.71	601	2.14
		Motor-Driven BFP	88.80 / 84.04	83.2 / 77.52	458	3.76
		ID Fan A	88.02 / 91.25	82.36 / 85.35	477	10.42
		ID Fan B	91.08 / 88.14	85.64 / 81.98	479	10.48
		FD Fan A	92.57 / 93.71	87.23 / 87.99	527	8.36
		FD Fan B	93.57 / 92.73	88.3 / 86.94	525	8.6
		PA Fan A	88.61 / 91.58	83 / 85.7	527	9.34
		PA Fan B	91.52 / 88.93	86.11 / 82.84	515	9.86
2	B	Mill A	91.49 / 93.14	86.08 / 87.37	1028	1.78
		CW Pump A	96.6 / 100.8	91.52 / 95.54	668	1.76
		Motor-Driven BFP	98.93 / 93.61	93.98 / 87.88	508	2.9
3	C	CW Pump A	91.51 / 95.48	86.1 / 89.88	633	1.94
		Motor-Driven BFP	93.62 / 88.59	88.35 / 82.48	480	3.36

Terlihat dari tabel diatas bahwa, simulasi analisis *motor starting* pada operasi yang dilakukan masih sesuai standar yaitu diatas 80%, kecuali pada kasus Case A Motor-Driven BFP (BFPM A) ditunjukkan dengan warna merah, yaitu pada saat kondisi tegangan bus 500 kV adalah 510.2 kV dengan operasi generator 531 MW dan 67.6 Mvar, nilai tegangan pada bus LV (ESP) mengalami drop tegangan (*dip*) hingga 77.6 % selama 2,75 detik yang melebihi batas standar CBEMA dan NEMA yaitu dibawah 80% selama 0,5 detik. [17]

Berikut hasil kurva yang sesuai dengan pengukuran pada simulasi analisis *motor starting*.



Gambar 3.14 Kurva Simulasi Analisis *Motor Starting*

BAB 4

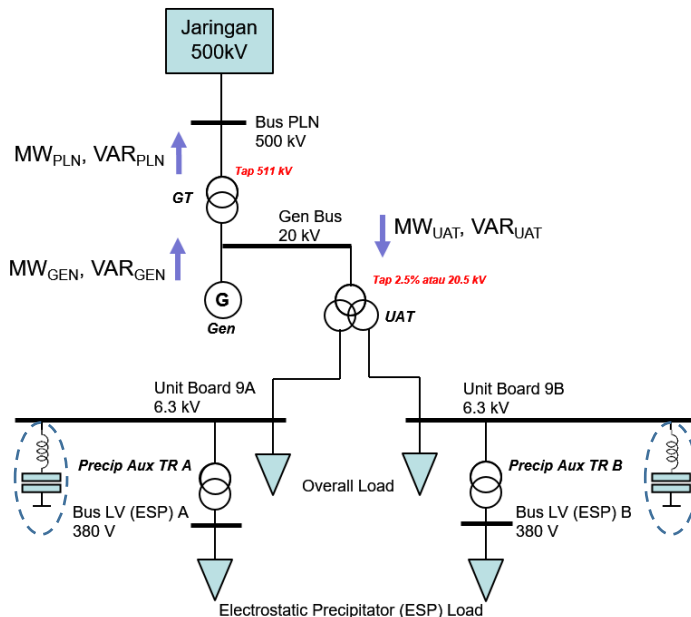
ANALISIS PEMASANGAN KAPASITOR BANK

4.1 Perhitungan Kapasitor Bank dan Filter serta Spesifikasinya

Berdasarkan hasil analisis sistem eksisting sebelumnya pada BAB 3, sistem unit pembangkit direncanakan untuk dipasang kapasitor bank sebagai kompensator. Sehingga, diperlukan baik perhitungan secara matematis dari kapasitor bank beserta filter dan spesifikasi terkait pemasangan tersebut.

4.1.1 Lokasi Pemasangan Kapasitor Bank

Rencana penempatan kapasitor bank beserta filter pada sistem akan dipasang secara global yaitu pada percabangan sistem unit pembangkit setelah transformator, lebih tepatnya pada bus 6.3 kV. Sehingga, didapatkan diagram seperti gambar sebagai berikut.



Gambar 4.1 Rencana Lokasi Pemasangan Kapasitor Bank beserta Filter

4.1.2 Perhitungan Sizing Kapasitor Bank dan Filter

Faktor daya pada sisi tegangan 6.3kV Unit Board A dan Unit Board B cukup rendah, yaitu dibawah 80%. Ini berarti kebutuhan daya reaktif pada beban di 6.3kV cukup besar. Efek dari kebutuhan daya reaktif yang besar, maka arus yang mengalir pada trafo semakin besar. Sehingga rugi daya pada trafo semakin besar. Selain itu, drop tegangan pada bus 6.3 kV juga semakin besar. Pada bagian ini dihitung kebutuhan pemasangan kapasitor bank untuk mengkompensasi kebutuhan daya reaktif bus 6.3kV. Targetnya adalah memperbaiki faktor daya menjadi 90%. Sehingga, dengan rumus pada BAB 2, didapatkan sebagai berikut.

Daya Unit Board A :

$P = 17.3 \text{ MW}$, $Q = 13.2 \text{ Mvar}$, $\text{PF awal} = 0.79$, $\text{PF target} = 0.9$

$$Q_c = Q_1 - Q_2 = P \times (\tan \varphi_1 - \tan \varphi_2)$$

$$\varphi_1 = \cos^{-1} 0.79 = 37.81^\circ \quad \varphi_2 = \cos^{-1} 0.9 = 25.84^\circ$$

$$Q_c = 17.3 \times (\tan 37.81^\circ - \tan 25.84^\circ) = 5.05 \text{ Mvar}$$

Dipilih, $Q_c = 6 \text{ Mvar}$

Dengan perhitungan yang sama,

Daya Unit Board B:

$P = 13.3 \text{ MW}$, $Q = 10.4 \text{ Mvar}$, $\text{PF awal} = 0.78$, $\text{PF target} = 0.9$

Dipilih, $Q_c = 6 \text{ Mvar}$

Sehingga, pada bus A dan bus B akan dipasang kapasitor bank berkapasitas sama yaitu, 6 Mvar. Dengan kata lain, diperlukan kapasitor bank 2x6 Mvar pada sistem.

Kemudian, untuk mengakomodir harmonisa, kapasitor bank juga di-*tuning* pada frekuensi resonansi sesuai dengan rumus pada BAB 2, sehingga didapatkan sebagai berikut.

Perhitungan Orde Resonansi Kapasitor Bank :

$$MVA_{SCBus} = \frac{\text{Rating Trafo}}{\text{Impedansi Trafo}}$$
$$MVA_{SCBus} = \frac{35}{0.195}$$

$$MVA_{SCBus} = 179.5$$

Sehingga, dari *rating* tersebut,

$$h_{resonansi} = \sqrt{\frac{MVA_{SCBus}}{Q_c}}$$

$$h_{resonansi} = \sqrt{\frac{179.5}{6}} = 5.5$$

Dari perhitungan tersebut, orde resonansi dari kapasitor bank sebesar 6 Mvar berada pada sekitar orde ke-5.5, dapat terjadi pada orde ke-3, orde ke-5, maupun orde ke-7 dengan pendekatan pada nilai orde koefisiennya.

Kemudian, Perhitungan Filter L-C :

$$X_C = \frac{V^2}{Q_c}$$

$$X_C = \frac{6.3^2}{6} = 6.615 \text{ Ohm}$$

$$X_L = \frac{X_C}{h_r^2}$$

$$X_L = \frac{6.615}{5^2} = 0.265 \text{ Ohm}$$

$$L = \frac{X_L}{2 \times \pi \times f_r}$$

$$L = \frac{0.265}{2 \times \pi \times (5 \times 50)}$$

$$L = 168 \mu H$$

Sehingga, dengan demikian, ketika kapasitor bank 6 Mvar terpasang pada sistem, dengan frekuensi resonansi pada orde ke-5 (yang artinya pada frekuensi 250 Hz), diperlukan induktor seri sebesar 168 μH . Lebih jelasnya analisis ini diberikan pada sub bab selanjutnya pada analisis harmonisa setelah pemasangan kapasitor bank.

Berdasarkan perhitungan tersebut, disusun spesifikasi kapasitor bank yang akan dipasang sebagai berikut.

Tabel 4.1 Spesifikasi Kapasitor Bank

Specification Capacitor Bank 6.3 kV	
Rated voltage	: 6.3kV
Frequency	: 50 Hz
Rated power	: 6 MVAR, 3 Step
BIL	: 20 kV (short term), 60kV (impulse peak)
Losses With internal fuses	: < 0.20 W/kvar
Without internal fuses	: < 0.12 W/kvar
Temperature range	: -50/+55 °C
Standards	: IEC, IEEE, ABNT, CSA, and others
Quality certificates	: ISO 9001; ISO 14001; OHSAS 18001
Harmonics Filter	: Applicable
Harmonics filter Tuning	: 5th, Inductor Series 168μH
Discharge resistors	: 75 V-10 minutes (optional 50 V-5 minutes)

4.2 Analisis Sistem Setelah Pemasangan Kapasitor Bank

Dengan perhitungan serta desain yang telah dijelaskan pada sub bab sebelumnya, kapasitor bank ditempatkan pada sistem unit pembangkit yang kemudian dianalisis serta dibandingkan dengan hasil pada BAB 3.

4.2.1 Analisis Pola Operasi Setelah Pemasangan Kapasitor Bank

Berdasarkan hasil sebelumnya pada BAB 3, sistem unit pembangkit yang telah dipasangkan kapasitor bank dianalisis kembali pada pola operasinya. Hal ini bertujuan untuk mengetahui dampak pada pola operasi pembangkit baik dari aliran daya, profil tegangan, maupun rugi-rugi daya yang terjadi. Sehingga, dengan metode yang sama pula, didapatkan hasil simulasi sebagai berikut.

Tabel 4.2 Simulasi Analisis Aliran Daya Sistem Setelah Pemasangan Kapasitor Bank

Kasus Simulasi						Evaluasi Aliran Daya			
No	Kasus	Deskripsi Kasus	Tegangan Jaringan 500 kV (kV)	Daya Aktif/P Generator (MW)	Daya Reaktif/Q Generator (MVar)	Tegangan Bus 20 kV (%)	Tegangan Bus 6.3 kV (%)	Tegangan Bus 380 V (%)	Daya Reaktif/Q Jaringan 500 kV (Mvar)
1	Kasus A Kondisi Normal	A.1. Dari hasil pengukuran	510.2	531.6	67.6	100.68	97.08 / 97.559	96.871 / 96.943	7
2		A.2.1.1 Alternatif operasi-1.1	495	660	10	96.423	92.333 / 92.839	91.56 / 91.633	-84.1
3		A.2.1.2 Alternatif operasi-1.2	495	660	50	97.176	93.176 / 93.677	92.506 / 92.58	-42.8
4		A.2.1.3 Alternatif operasi-1.3	495	660	100	98.101	94.21 / 94.704	93.664 / 93.736	7.8
5		A.2.1.4 Alternatif operasi-1.4	495	660	200	99.898	96.212 / 96.695	95.903 / 95.974	106.3
6		A.2.1.5 Alternatif operasi-1.5	495	660	300	101.632	98.136 / 98.609	98.048 / 98.118	201.2
7		A.2.1.6 Alternatif operasi-1.6	495	660	400	103.309	99.991 / 100.455	100.111 / 100.18	293.1

Kasus Simulasi						Evaluasi Aliran Daya			
No	Kasus	Deskripsi Kasus	Tegangan Jaringan 500 kV (kV)	Daya Aktif/P Generator (MW)	Daya Reaktif/Q Generator (MVar)	Tegangan Bus 20 kV (%)	Tegangan Bus 6.3 kV (%)	Tegangan Bus 380 V (%)	Daya Reaktif/Q Jaringan 500 kV (Mvar)
8		A.2.2.1 Alternatif operasi-2.1	500	660	10	97.427	93.457 / 93.956	92.822 / 92.894	-82.2
9		A.2.2.2 Alternatif operasi-2.2	500	660	50	98.172	94.289 / 94.738	94.894 / 94.966	-41
10		A.2.2.3 Alternatif operasi-2.3	500	660	100	99.087	95.309 / 95.798	91.397 / 91.468	9.7
11		A.2.2.4 Alternatif operasi-2.4	500	660	200	100.866	97.287 / 97.765	97.103 / 97.173	108.1
12		A.2.2.5 Alternatif operasi-2.5	500	660	300	102.584	99.19 / 99.658	99.222 / 99.29	203.1
13		A.2.2.6 Alternatif operasi-2.6	500	660	400	104.247	101.026 / 101.484	101.206 / 101.328	295
14		A.2.3.1 Alternatif operasi-3.1	515	660	10	100.434	96.808 / 97.288	96.568 / 96.638	-76.7

Kasus Simulasi						Evaluasi Aliran Daya			
No	Kasus	Deskripsi Kasus	Tegangan Jaringan 500 kV (kV)	Daya Aktif/P Generator (MW)	Daya Reaktif/Q Generator (MVar)	Tegangan Bus 20 kV (%)	Tegangan Bus 6.3 kV (%)	Tegangan Bus 380 V (%)	Daya Reaktif/Q Jaringan 500 kV (Mvar)
15		A.2.3.2 Alternatif operasi-3.2	515	660	50	101.156	97.608 / 98.084	97.461 / 97.53	-35.6
16		A.2.3.3 Alternatif operasi-3.3	515	660	100	102.043	98.591 / 99.062	98.554 / 98.624	14.9
17		A.2.3.4 Alternatif operasi-3.4	515	660	200	103.771	100.501 / 100.962	100.676 / 100.745	113.2
18		A.2.3.5 Alternatif operasi-3.5	515	660	300	105.442	102.342 / 102.794	102.671 / 102.804	208.4
19		A.2.3.6 Alternatif operasi-3.6	515	660	400	107.063	104.123 / 104.556	104.689 / 104.755	300.6
20		A.2.4.1 Alternatif operasi-4.1	520	660	10	101.435	97.918 / 98.392	97.805 / 97.875	-74.9
21		A.2.4.2 Alternatif operasi-4.2	520	660	50	102.149	98.708 / 99.178	98.865 / 98.754	-33.9

Kasus Simulasi						Evaluasi Aliran Daya			
No	Kasus	Deskripsi Kasus	Tegangan Jaringan 500 kV (kV)	Daya Aktif/P Generator (MW)	Daya Reaktif/Q Generator (MVar)	Tegangan Bus 20 kV (%)	Tegangan Bus 6.3 kV (%)	Tegangan Bus 380 V (%)	Daya Reaktif/Q Jaringan 500 kV (Mvar)
22		A.2.4.3 Alternatif operasi-4.3	520	660	100	103.027	99.679 / 100.144	99.765 / 99.833	16.6
23		A.2.4.4 Alternatif operasi-4.4	520	660	200	104.738	101.568 / 102.023	101.861 / 101.928	114.9
24		A.2.4.5 Alternatif operasi-4.5	520	660	300	106.395	103.39 / 103.837	103.878 / 103.945	210
25		A.2.4.6 Alternatif operasi-4.6	520	660	400	108.002	105.153 / 105.592	105.827 / 105.893	302.3
26	Kasus A Kondisi Normal	A.2.5.1 Alternatif operasi-5.1	525	660	10	102.435	99.025 / 99.493	99.036 / 99.106	-73.2
27		A.2.5.2 Alternatif operasi-5.2	525	660	50	103.141	99.806 / 100.27	99.905 / 99.974	-32.2
28		A.2.5.3 Alternatif operasi-5.3	525	660	100	104.011	100.765 / 101.225	100.971 / 101.038	18.2

Kasus Simulasi						Evaluasi Aliran Daya			
No	Kasus	Deskripsi Kasus	Tegangan Jaringan 500 kV (kV)	Daya Aktif/P Generator (MW)	Daya Reaktif/Q Generator (MVar)	Tegangan Bus 20 kV (%)	Tegangan Bus 6.3 kV (%)	Tegangan Bus 380 V (%)	Daya Reaktif/Q Jaringan 500 kV (Mvar)
29		A.2.5.4 Alternatif operasi-5.4	525	660	200	105.706	102.633 / 103.083	103.041 / 103.108	116.5
30		A.2.5.5 Alternatif operasi-5.5	525	660	300	107.348	104.436 / 104.878	105.035 / 105.102	211.7
31		A.2.5.6 Alternatif operasi-5.6	525	660	400	108.941	106.182 / 106.616	106.963 / 107.028	304.1
32		A.2.6.1 Alternatif operasi-6.1	530	660	10	103.434	100.129 / 100.591	100.306 / 100.332	-71.5
33		A.2.6.2 Alternatif operasi-6.2	530	660	50	104.133	100.9 / 101.359	101.121 / 101.189	-30.6
34		A.2.6.3 Alternatif operasi-6.3	530	660	100	104.994	101.849 / 102.303	102.172 / 102.24	19.8
35		A.2.6.4 Alternatif operasi-6.4	530	660	200	106.674	103.696 / 104.141	104.217 / 104.284	118.1

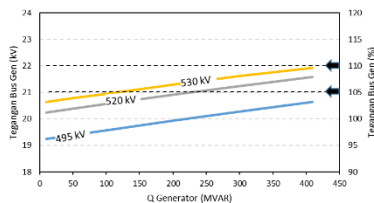
Kasus Simulasi						Evaluasi Aliran Daya			
No	Kasus	Deskripsi Kasus	Tegangan Jaringan 500 kV (kV)	Daya Aktif/P Generator (MW)	Daya Reaktif/Q Generator (MVar)	Tegangan Bus 20 kV (%)	Tegangan Bus 6.3 kV (%)	Tegangan Bus 380 V (%)	Daya Reaktif/Q Jaringan 500 kV (Mvar)
36		A.2.6.5 Alternatif operasi-6.5	530	660	300	108.301	105.481 / 105.918	106.189 / 106.254	213.3
37		A.2.6.6 Alternatif operasi-6.6	530	660	400	109.882	107.21 / 107.64	108.096 / 108.161	305.8
38	Kasus B Kondisi Ekstrim Minimum	Tegangan Bus 500kV pada kondisi minimum	485	660	409	110.68	108.082 / 108.508	109.056 / 109.12	315.2
39	Kasus C Kondisi Ekstrim Minimum	Tegangan Bus 500kV pada kondisi maksimum	540	660	10	105.429	102.328 / 102.78	102.704 / 102.711	-68.3

Tabel 4.3 Rekapitulasi Simulasi Analisis Aliran Daya Sebelum dan Setelah Pemasangan Kapasitor Bank

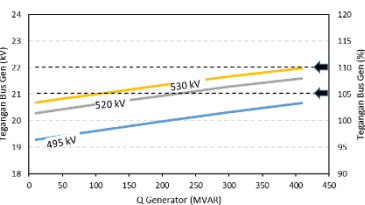
Parameter	Analisis		
	Eksisting	Kapasitor Bank	Perubahan
Faktor Daya	0.795	0.917	0.122
Tegangan Bus 20 kV (%)	100.455	100.68	0.225
Tegangan Bus 6.3 kV (%)	93.913	97.08	3.167
Tegangan Bus 380 V (%)	93.332	96.871	3.539
Daya Reaktif Jaringan 500 kV (Mvar)	-5.7	7	12.7
Rugi-Rugi Daya Total (MW)	2.409	2.372	-0.037
Rugi-Rugi Daya Reaktif (Mvar)	49.444	48.147	-1.297

Dari hasil simulasi tersebut terlihat bahwa, faktor daya sistem meningkat seiring dengan pemasangan kapasitor bank, yang awalnya 0.795 meningkat sebesar 0.122 menjadi 0.917. Selain itu, level tegangan bus mengalami kenaikan, walaupun hanya sebesar 0.225% pada bus 20 kV yang artinya tidak signifikan, tetapi sekitar 3% kenaikan terjadi pada bus 6.3 kV dan 380 V yang artinya profil tegangan jauh lebih baik pada beban lain, sehingga terhindar dari *undervoltage*.

Kemudian, daya reaktif yang mengalir dari sistem unit pembangkit menuju sistem jaringan 500 kV berubah sebesar 12.7 Mvar. Hal tersebut terjadi karena terpasangnya kapasitor bank berkapasitas 2x6 Mvar menjadikan kompensator daya reaktif pada sistem sehingga sistem memberikan daya reaktif menuju jaringan. Perbandingannya dapat dilihat pada gambar berikut ini.

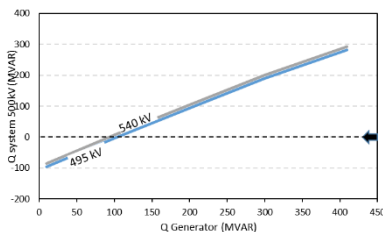


Sistem Eksisting

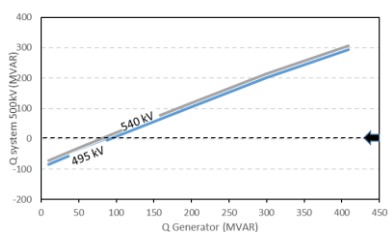


Sistem dengan Kapasitor Bank

Gambar 4.2 Perbandingan Tegangan Bus Generator terhadap Daya Reaktif (Q) Generator Sistem Eksisting dan dengan Kapasitor Bank



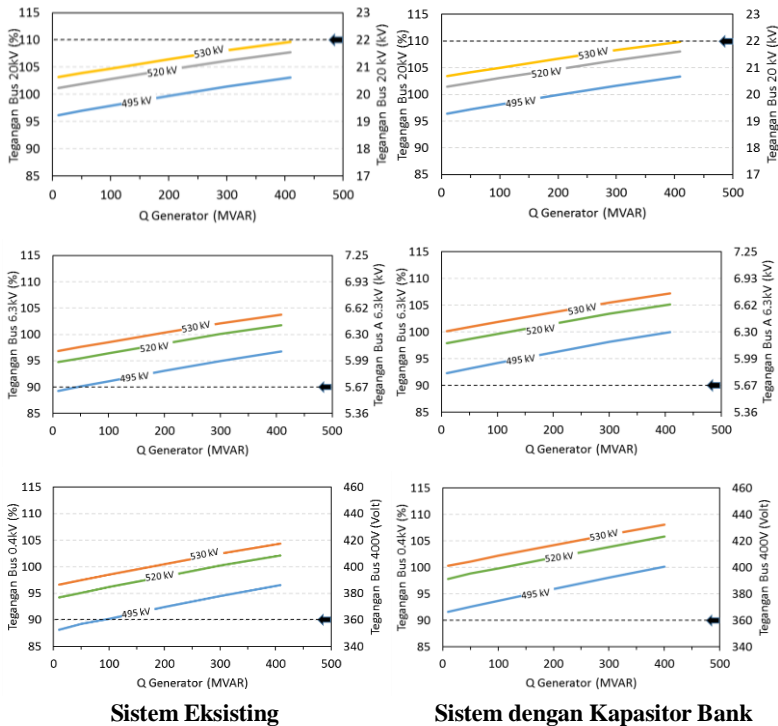
Sistem Eksisting



Sistem dengan Kapasitor Bank

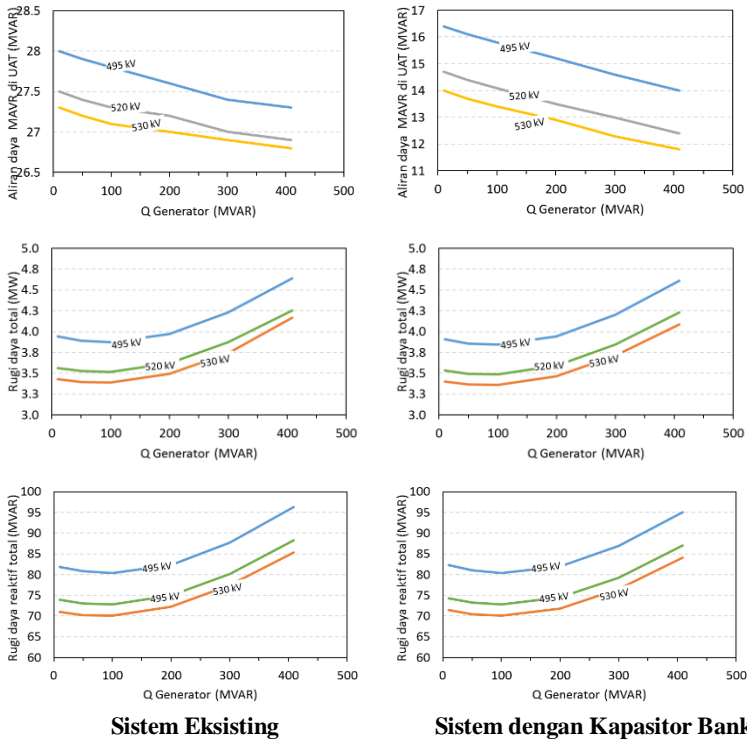
Gambar 4.3 Perbandingan Daya Reaktif Jaringan 500 kV terhadap Daya Reaktif (Q) Generator Sistem Eksisting dan dengan Kapasitor Bank

Kemudian dari data tersebut, dapat dibandingkan profil tegangan beban pada bus MV 6.3 kV serta bus LV 0.4 kV. Hasilnya, pemasangan kapasitor bank menaikkan tegangan pada sisi sistem sehingga menjadi lebih baik untuk pola operasi yang dipengaruhi oleh tegangan jaringan 500 kV dan pembangkitan daya reaktif dari generator. Perbandingannya dapat dilihat pada gambar di bawah ini.



Gambar 4.4 Perbandingan Profil Tegangan Beban Sistem Eksisting dan dengan Kapasitor Bank

Setelah itu, juga dilakukan analisis pada rugi-rugi sistem ketika kapasitor bank sudah terpasang. Rugi-rugi daya ini didapatkan dari laporan studi analisis aliran daya pada ETAP. Hasil simulasi pada laporan menunjukkan bahwa terdapat reduksi aliran daya reaktif dari generator menuju sistem unit pembangkit. Hal tersebut disebabkan oleh kapasitor bank yang sama seperti sebelumnya bersifat sebagai kompensator dan menyuplai daya reaktif menuju keluar. Sedangkan, pada rugi-rugi daya baik rugi-rugi daya aktif maupun rugi-rugi daya reaktif hanya berkurang sedikit yang tidak terlalu berpengaruh atau signifikan terhadap sistem. Perbandingannya juga dapat dilihat pada gambar di bawah.



Gambar 4.5 Perbandingan Aliran Unit dan Rugi-Rugi Daya Sistem Eksisting dan dengan Kapasitor Bank

4.2.2 Analisis Bus Tegangan Rendah Sensitif *Electrostatic Precipitator* (ESP)

Pada analisis pola operasi sebelumnya, semua parameter batasan dengan pemasangan kapasitor bank menunjukkan nilai yang membaik. Tetapi, pada suatu kasus khusus yaitu pada kondisi ektrim minimum yang tidak ideal, dimana tegangan jaringan 500 kV dan pembangkitan daya reaktif pada generator berada pada level terbawah masing-masing 485 kV dan 10 Mvar, menunjukkan anomali pada evaluasi analisis hanya pada bus tegangan rendah sensitif *electrostatic precipitator* (ESP) tetapi normal terhadap bus lain. Hasil simulasi dapat dilihat pada tabel sebagai berikut.

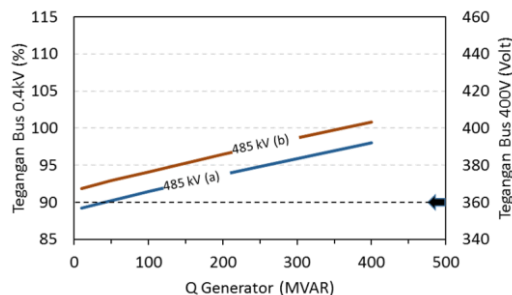
Tabel 4.4 Rekapitulasi Simulasi Analisis Aliran Daya pada Bus Tegangan Rendah Sensitif

No.	Kondisi	Tegangan Jaringan 500 kV (kV)	Daya Reaktif Generator/Q Gen (Mvar)	Tegangan Bus LV (ESP) (%)
1	Sistem Eksisting	485	10	85.635 / 85.708
2	Sistem Setelah Pemasangan Kapasitor Bank 2x6 Mvar	485	10	89.154 / 89.231

Dari hasil tersebut terlihat, nilai tegangan memang terjadi peningkatan tetapi masih dibawah batasan standar yang diperbolehkan (380 V -10%). Setelah dilakukan analisis dan *crosscheck*, hal tersebut dikarenakan faktor sebagai berikut.

1. Pada beban ESP, terjadi konsumsi daya sekitar 1.5 MVA tiap feeder dan khususnya arus sekitar 2.2 kA, terbesar diantara beban lain yang menyebabkan terjadinya penurunan nilai tegangan. Hal tersebut dikarenakan jumlah beban yang banyak menyerap arus seperti komponen motor pada ESP, komponen elektronika daya, dan penggunaan konverter sebagai suplai ESP. [18]
2. Desain pada *feeder* ESP yang tidak sesuai menyebabkan tegangan menjadi tidak seimbang (*unbalance*), dimana terdapat 8 beban pada persambungan dua fasa (R-S/S-T/T-R), sehingga terdapat satu kombinasi fasa yang tidak seimbang. Hal tersebut memicu permasalahan sebelumnya dan mengurangi nilai tegangan. [19]

Solusinya adalah dengan mengubah atau men-*setting* tap trafo pada bus ESP. Dengan mengubah pengaturan tap pada trafo bus ESP pada sisi primer, dimana nilai yang diubah menjadi -2.5%, maka permasalahan profil tegangan pada bus sensitif ESP dapat teratasi.



Gambar 4.6 Grafik Perbandingan Tegangan Bus (a) sebelum pengaturan tap, (b) setelah pengaturan tap trafo

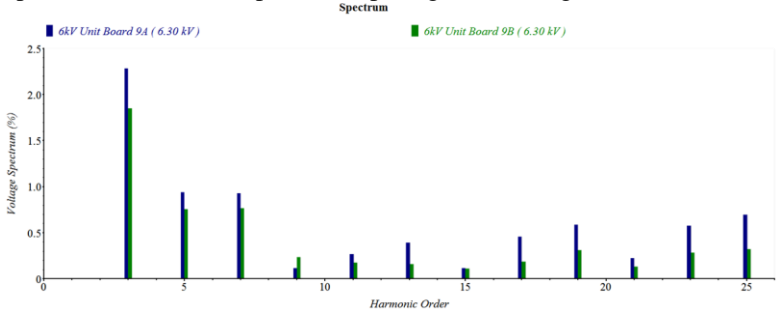
4.2.3 Analisis Harmonisa Setelah Pemasangan Kapasitor Bank

Pada analisis ini, seperti yang sudah dijelaskan sebelumnya, penambahan kapasitor bank memang menaikkan faktor daya sistem, mengurangi drop tegangan yang terjadi pada sistem, serta mengurangi arus mengalir yang diserap. Tetapi terdapat dampak negatif yaitu pada sisi distorsi harmonisa yang muncul akibat pemasangan tersebut. Hal ini dapat dilihat pada tabel rekapitulasi di bawah ini.

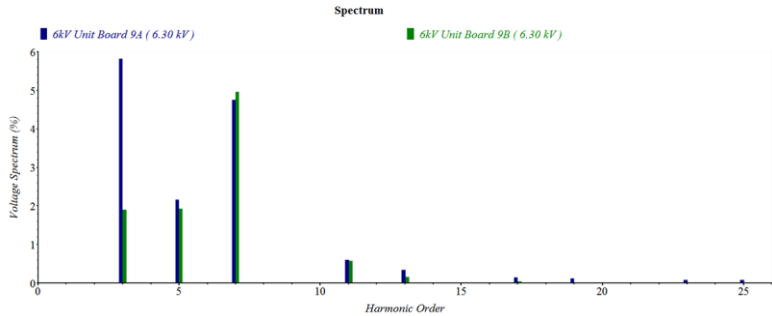
Tabel 4.5 Rekapitulasi Simulasi Analisis Harmonisa Sebelum dan Setelah Pemasangan Kapasitor Bank

Parameter	Bus 6 kV Unit Board A		Bus 6 kV Unit Board B	
	Tanpa Kapasitor	Dengan Kapasitor	Tanpa Kapasitor	Dengan Kapasitor
Faktor Daya (%)	79,9	92,6	79,7	95,4
Tegangan Bus (V)	6,07	6,31	6,1	6,32
THD V Bus (%)	3,03	7,53	2,29	5,33
Arus Incoming Feeder (A)	2056,1	1717,9	1621,8	1317,2
THD I Incoming Feeder (%)	2,7	8,45	1,7	10,94

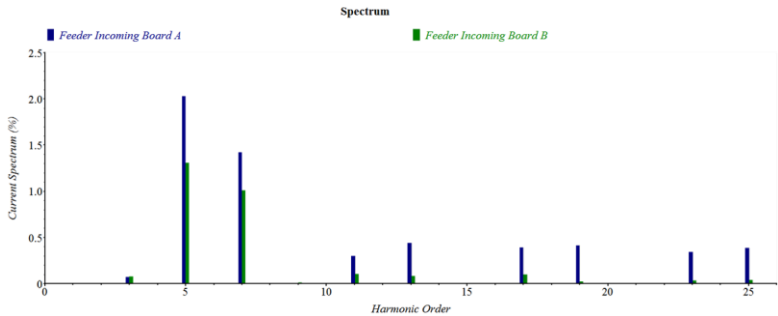
Dari hasil tersebut terlihat, bahwa nilai total distorsi dari harmonisa baik harmonik tegangan maupun harmonik arus meningkat drastis dengan pemasangan kapasitor bank. Hal ini disebabkan oleh resonansi harmonisa yang muncul pada frekuensi harmonik tertentu pada saat reaktansi sistem beresonansi dengan reaktansi dari kapasitor bank. Spektrum harmonisa dapat dilihat pada gambar sebagai berikut.



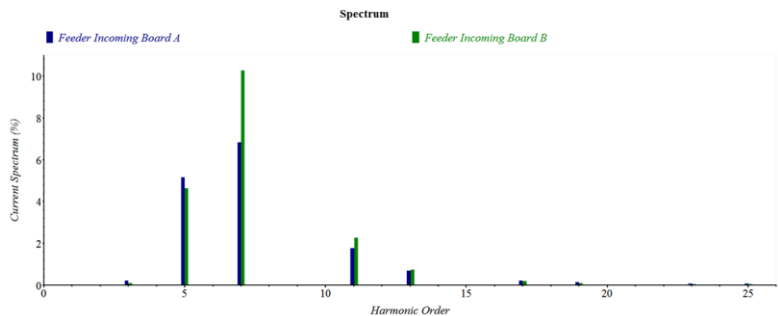
Gambar 4.7 Spektrum Harmonisa Tegangan pada Bus 6.3 kV Sebelum Pemasangan Kapasitor Bank



Gambar 4.8 Spektrum Harmonisa Tegangan pada Bus 6.3 kV Setelah Pemasangan Kapasitor Bank

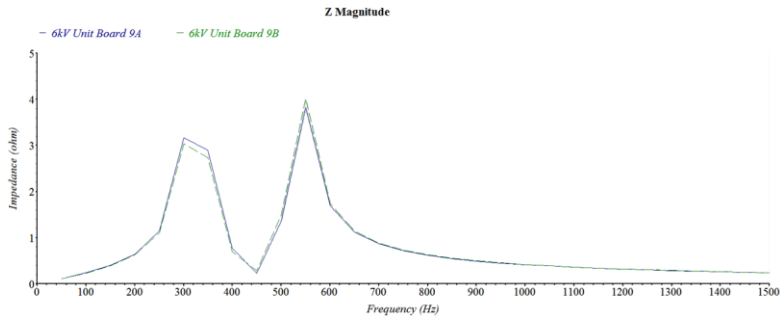


Gambar 4.9 Spektrum Harmonisa Arus pada Incoming Feeder Bus 6.3 kV Sebelum Pemasangan Kapasitor Bank



Gambar 4.10 Spektrum Harmonisa Arus pada Incoming Feeder Bus 6.3 kV Setelah Pemasangan Kapasitor Bank

Dari gambar tersebut diatas, terlihat bahwa pemasangan kapasitor bank menyebabkan magnitudo spectrum harmonisa baik harmonik tegangan maupun harmonik arus meningkat rasionya (terlihat pada sumbu-Y sebelah kiri) dengan kenaikan yang signifikan pada orde ke-3, ke-5, dan ke-7. Hal ini sesuai dengan pembahasan teoritis pada sub bab sebelumnya dengan perhitungan matematis.



Gambar 4.11 *Frequency Scan Harmonisa Sistem Setelah Pemasangan Kapasitor Bank*

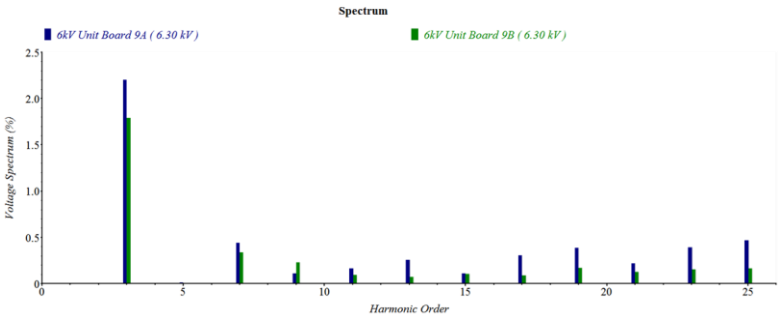
Hasil *frequency scan* pada analisis harmonisa terlihat pada gambar 4.10. Dari gambar tersebut terlihat bahwa, dengan penambahan kapasitor bank terjadi resonansi pada sistem. Ditunjukkan dengan nilai impedansi yang meningkat kemudian kembali ke nilai nol.

Oleh karena itu, diperlukan penambahan komponen untuk mengurangi dampak tersebut, yaitu filter pasif yang sudah dibahas pada BAB 2. Dengan kata lain, untuk melakukan kompensasi faktor daya pada bus 6.3 kV, maka dilakukan modifikasi pemasangan kapasitor, yaitu dengan ditambahkan induktansi secara seri dengan kapasitor tersebut sehingga kapasitor beserta induktansi tersebut dapat membentuk sebuah filter pasif L-C. Perhitungan dari filter pada sub bab sebelumnya, diaplikasikan pada kapasitor bank yang kemudian dilakukan kembali simulasi sehingga analisis rekapitulasi data yang didapatkan adalah sebagai berikut.

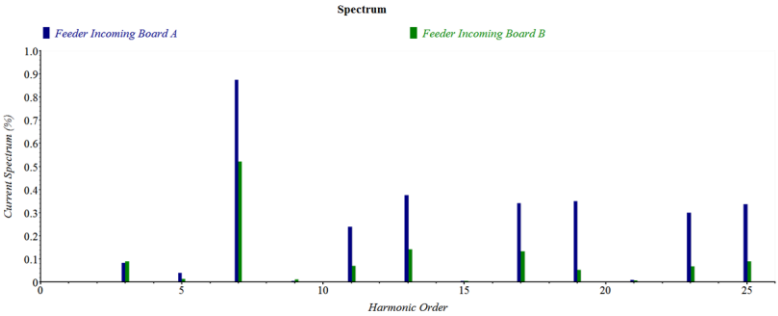
Tabel 4.6 Rekapitulasi Simulasi Analisis Harmonisa Sebelum dan Setelah Pemasangan Kapasitor Bank dengan Penambahan Filter L-C

Parameter	Bus 6 kV Unit Board A			Bus 6 kV Unit Board B		
	Tanpa Kapasitor	Dengan Kapasitor	Dengan Filter L-C	Tanpa Kapasitor	Dengan Kapasitor	Dengan Filter L-C
Faktor Daya (%)	79,9	92,6	93,1	79,7	95,4	95,9
Tegangan Bus (V)	6,07	6,31	6,3	6,1	6,32	6,32
THD V Bus (%)	3,03	7,53	2,37	2,29	5,33	1,82
Arus Incoming Feeder (A)	2056,1	1717,9	1701	1621,8	1317,2	1301
THD I Incoming Feeder (%)	2,7	8,45	1,21	1,7	10,94	0,6

Dari tabel tersebut terlihat bahwa, dengan modifikasi kapasitor bank beserta penambahan filter L-C, kondisi harmonisa yang diperoleh menjadi lebih baik bahkan dibandingkan sistem eksisting. Selain itu, nilai faktor daya juga meningkat serta arus mengalir yang diserap semakin menurun dibandingkan dengan menggunakan kapasitor bank biasa saja.

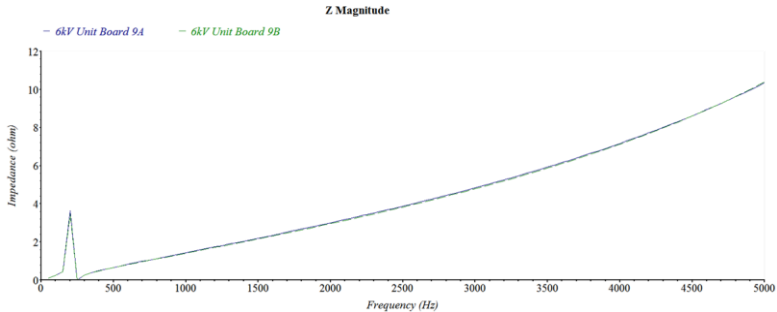


Gambar 4.12 Spektrum Harmonisa Tegangan pada Bus 6.3 kV dengan Kapasitor Bank beserta Filter L-C



Gambar 4.13 Spektrum Harmonisa Arus pada Incoming Feeder Bus 6.3 kV dengan Kapasitor Bank beserta Filter L-C

Dari gambar spektrum di atas, juga terlihat terjadi penurunan rasio magnitudo harmonisa baik harmonik tegangan maupun harmonik arus. Sehingga perhitungan penentuan *sizing* dan filter sudah sesuai serta permasalahan yang terjadi terkait efek kompensator dari kapasitor bank dapat teratasi.



Gambar 4.14 *Frequency Scan* Harmonisa Sistem Setelah Pemasangan Kapasitor Bank dengan Filter L-C

Dari hasil *frequency scan* terlihat bahwa, ketika kapasitor bank dilakukan modifikasi dengan *tuning* filter, maka resonansi yang terjadi menjadi bergeser frekuensinya, sesuai dengan penjelasan pada BAB 2. Kemudian nilai impedansi harmonisa kembali normal nilainya membesar setiap kenaikan frekuensi sehingga resonansi dapat teredam dengan penambahan filter pasif L-C.

4.2.4 Analisis *Motor Starting* Setelah Pemasangan Kapasitor Bank

Pada analisis *motor starting*, pemasangan kapasitor bank pada sistem pembangkit dilihat dampak yang ditimbulkannya. Dengan studi kasus serta hasil sebelumnya pada BAB 3, hasil simulasi dengan memasang kapasitor bank 2x6 Mvar pada sistem menghasilkan data motor sebagai berikut.

Tabel 4.7 Simulasi Analisis *Motor Starting* Sistem Setelah Pemasangan Kapasitor Bank

No	Kasus	ID Motor	Tegangan Min Bus 6.3 kV (%)		Tegangan Min Bus LV 380 V (ESP) (%)		Arus Starting Max (A)		Waktu Start (detik)	
			Tanpa Kapasitor	Dengan Kapasitor	Tanpa Kapasitor	Dengan Kapasitor	Tanpa Kapasitor	Dengan Kapasitor	Tanpa Kapasitor	Dengan Kapasitor
1	A	CW Pump A	86.89 / 90.66	89.57 / 93.5	81.15 / 84.71	84.03 / 87.76	601	620	2.14	2
		Motor-Driven BFP	88.8 / 84.04	91.56 / 86.6	83.2 / 77.52	86.16 / 80.32	458	480	3.76	3.48
2	B	CW Pump A	96.6 / 100.8	99.53 / 103.9	91.52 / 95.54	94.61 / 98.81	668	688	1.76	1.66
		Motor-Driven BFP	98.93 / 93.61	101.94 / 96.41	93.98 / 87.88	97.15 / 90.87	508	523	2.9	2.72
3	C	CW Pump A	91.51 / 95.48	94.31 / 98.45	86.1 / 89.88	89.09 / 93.04	633	652	1.94	1.82
		Motor-Driven BFP	93.62 / 88.59	96.5 / 91.27	88.35 / 82.48	91.42 / 85.37	480	495	3.36	3.08

Dari hasil yang didapatkan terlihat bahwa, dengan penambahan kapasitor bank, drop tegangan (*dip*) yang terjadi pada bus menjadi tereduksi lebih kecil, meningkat sekitar 3%, sehingga tidak terdapat permasalahan kembali pada batas 80% [17]. Selain itu, kapasitor bank juga mengurangi waktu *start* pada motor, walaupun tidak signifikan, ini mengindikasikan menaiknya torsi awal pada motor, sehingga rugi-rugi motor menjadi berkurang.

BAB 5

PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Dari hasil penelitian tugas akhir yang sudah dilakukan dapat ditarik kesimpulan sebagai berikut.

1. Pemasangan kapasitor bank dapat memperbaiki faktor daya sistem unit pembangkit PT PJB UBJO&M PLTU Paiton Unit 9 dari semula 0.79 menjadi diatas target sebesar 0.9 pada penyulang utama beban sistem, tetapi pengaruhnya pada keseluruhan sistem kurang relevan atau tidak signifikan.
2. Pada pola operasi, pemasangan kapasitor bank dapat menaikkan tegangan. Pada bus 20 kV, tidak signifikan perubahannya (sekitar 1-2%), tetapi pada bus 6.3 kV dan bus 380 naik sekitar 4-5% sehingga lebih baik profil tegangannya. Hal ini dapat mencegah kondisi *undervoltage* pada bus dengan tetap melihat batas *overvoltage*.
3. Dengan pemasangan kapasitor bank beserta filter dapat mereduksi efek dari harmonisa pada sistem baik nilai harmonik arus maupun nilai harmonik tegangan.
4. Pemasangan kapasitor bank pada saat *motor starting* dapat mengurangi dampak drop tegangan (kenaikan sekitar 3%) serta mengurangi waktu starting walaupun tidak signifikan.

5.2 Saran

Saran yang diberikan berdasarkan tugas akhir ini adalah sebagai berikut.

1. Studi pemasangan kapasitor bank kurang layak (*feasible*) pada sistem unit pembangkit tenaga listrik. Hal tersebut dikarenakan efek yang ditimbulkan kurang signifikan walaupun dapat memperbaiki sistem secara keseluruhan.
2. Diperlukan penambahan analisis yang menunjang tugas akhir jika dilakukan kelanjutan pada penelitian di kemudian hari. Analisis yang lebih mendetil pada aliran daya, hubung singkat juga pada koordinasi proteksinya, serta analisis transien.

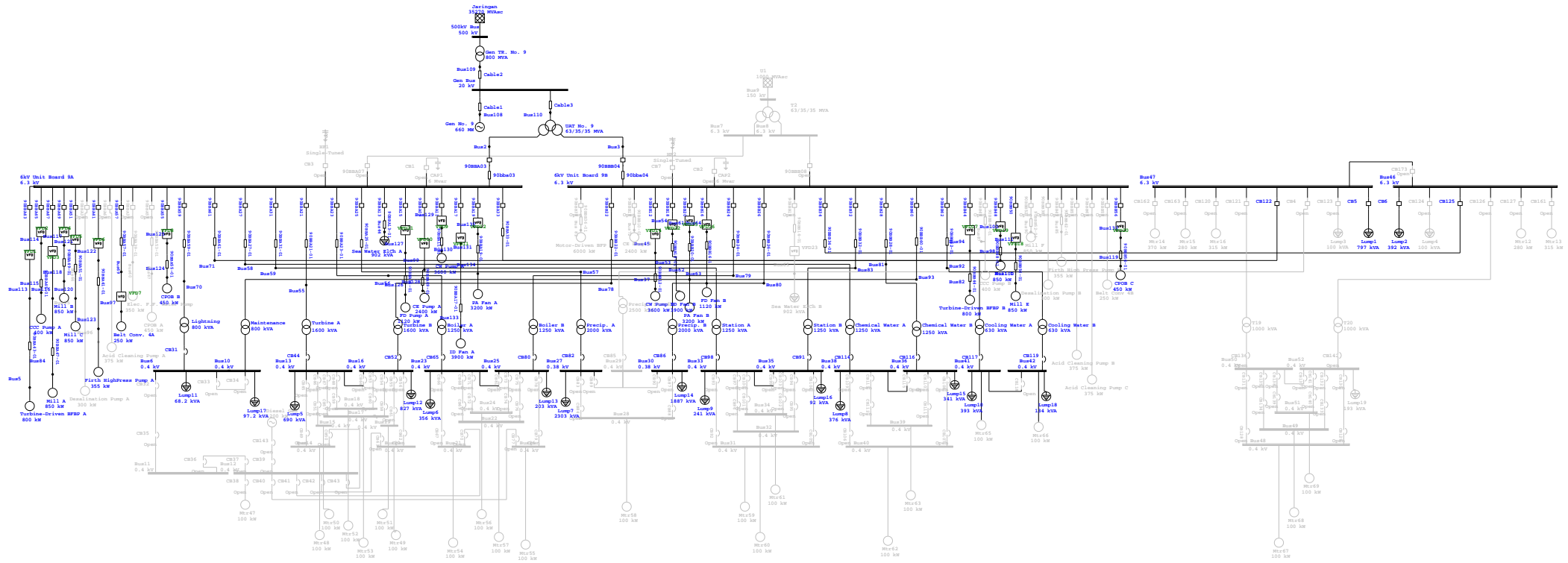
Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Singh, B., A. Chandra, and K. Al-Haddad, "Power Quality: Problems and Mitigation Techniques", John Wiley & Sons, 2015.
- [2] Dugan, R.C., "Electrical Power System Quality", The McGraw-Hill Company, New York, 1996.
- [3] Design It Right, "Power Factor Correction: A Guide for The Plant Engineer", EATON, 2014.
- [4] Technical Application Papers, "Power Factor Correction and Harmonic Filtering in Electrical Plants", ABB, 2008.
- [5] Electrical Installation Guide – Chapter L, "Power Factor Correction and Harmonic Filtering", Schneider Electric, 2008.
- [6] Zuhail, "Dasar Teknik Tenaga Listrik dan Elektronika Daya", Gramedia, Jakarta, 2000.
- [7] Joksimovic, G., "Transformer Reactive Power Compensation – Fixed Capacitor Bank Calculation", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 30, No. 3, June 2015, IEEE 2014.
- [8] JingBin, L., L. HuaiZhu, and S. KangQun, "The Analysis and Corrective Measures of Common Problems of 10 kV Capacitor Bank in Substation", International Conference on Advanced Power System Automation and Protection, 2011, IEEE 2012.
- [9] Arrillaga, J., and N.R. Watson, "Power System Harmonics, 2nd Edition", John Wiley & Sons, 2003.
- [10] Chaladying, S., A. Charlangsut, and N. Rugthaichareoncheep, "Parallel Resonance Impact on Power Factor Improvement in Power System with Harmonic Distortion", TENCON 2015, IEEE 2016.
- [11] Cheng, J., "IEEE Standard 519-2014: Compliances, Updates, Solutions and Case Studies", Schneider Electric, 2014.
- [12] Du, L., L. He, and R.G. Harley, "A Survey of Methods for Placing Shunt Capacitor Banks in Power Network with Harmonic Distortion", IEEE 2002.
- [13] Standar Perusahaan Umum Listrik Negara (SPLN) No. 70-1, "Pembakuan Istilah Teknik Bidang Kelistrikan", PLN, 1985.
- [14] Standar Perusahaan Umum Listrik Negara (SPLN) No. 72, "Spesifikasi Desain untuk Jaringan Tegangan Menengah (JTM) dan Jaringan Tegangan Rendah (JTR)", PLN, 1987.
- [15] Standar Perusahaan Umum Listrik Negara (SPLN) No. 1, "Tegangan-Tegangan Standar", PLN, 1995.

- [16] AC Motors Starting and Protection Systems, Schneider Electric.
- [17] Power Quality in Electrical Systems and Voltage Dip during Motor Start, <URL: <http://www.powerqualityworld.com/search/label/Standards> and <http://www.eng-tips.com/viewthread.cfm?qid=306432>>
- [18] Kumar, M.D.S., and A.D. Srinivasan, “Studies on the Electrical Characteristics of a Thermal Power Plant Electrostatic Precipitator”, ICPACE, IEEE 2015.
- [19] Zenatix, “Current and Voltage Unbalance- Causes and Counter Measures”, <URL: <https://zenatix.com/current-and-voltage-unbalance-causes-and-counter-measures/>>, February 2015.

LAMPIRAN



Halaman ini sengaja dikosongkan

BIODATA PENULIS



Penulis bernama lengkap **Maulana Ichsan Nasution**, biasa dipanggil Maul, lahir di Jakarta pada tanggal 15 November 1995. Penulis memulai jenjang pendidikan dasar di SDN 04 Pagi Jakarta Timur pada tahun 2001-2007, kemudian melanjutkan pendidikan formal di SMPN 109 Jakarta pada tahun 2007-2010 dan di SMAN 81 Jakarta berikutnya pada tahun 2010-2013. Pada tahun 2013, penulis melanjutkan pendidikan perguruan tinggi di Departemen Teknik Elektro Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya. Selama kuliah, penulis aktif di organisasi Himpunan Mahasiswa Teknik Elektro (HIMATEKTRO) di bidang Hubungan Luar serta berkecimpung di kepanitian event, EE-Event selama 3 tahun terakhir. Selain aktif di organisasi, penulis juga menjadi asisten Laboratorium Tegangan Tinggi Elektro ITS dan sempat menjadi Koordinator Asisten pada tahun kedua. Penulis pernah mengikuti serangkaian perlombaan karya tulis (finalis) di bidang energi terbarukan, di UNHAS Makassar, mengikuti beberapa pelatihan serta seminar dan konferens, salah satunya ISITIA 2016 di Lombok, NTB. Penulis dapat dihubungi melalui e-mail di maul.ichsan81@gmail.com atau maul.ichsan.n@gmail.com.

Halaman ini sengaja dikosongkan